

P.O.7.2 Regulación secundaria

1. Objeto.

El objeto de este procedimiento es reglamentar el funcionamiento del servicio de balance de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español, el cual comprende el mercado de reserva de regulación secundaria y el mercado de energía de regulación secundaria.

Este procedimiento incluye el funcionamiento de la activación de la energía de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español realizada tanto a nivel local, durante la fase previa a la conexión a la plataforma europea de intercambio de energía de balance aFRR (PICASSO) y puntualmente como mecanismo de respaldo durante episodios de posible desconexión de dicha plataforma; como a nivel europeo, conforme a lo contemplado en el Reglamento (UE) 2017/1485 de la Comisión de 2 de agosto de 2017 por el que se establece una Directriz sobre la gestión de la red de transporte de electricidad (Reglamento SOGL, System Operation Regulation Guideline) y en el Reglamento (UE) 2017/2195 de la Comisión de 23 de noviembre de 2017 por el que se establece una Directriz sobre el balance eléctrico (Reglamento EBGL, Electricity Balancing Regulation Guideline). Asimismo, se incluye la aplicación en el sistema eléctrico peninsular español del proceso europeo de compensación de desequilibrios (proceso IN, Imbalance Netting), en la plataforma europea IGCC.

En el anexo I se recogen los criterios de validación de ofertas de reserva y energía de regulación secundaria.

En el anexo II se define y explica el concepto y la metodología de cálculo del Programa en Tiempo Real (PTR).

En el anexo III se incluyen los criterios técnicos de funcionamiento referentes al Sistema de Regulación Secundaria (SRS), mediante el cual se realiza la activación de la energía de regulación secundaria, así como todos los mecanismos de respaldo de este sistema, tanto en caso de desconexión de la plataforma europea PICASSO, como en el caso de fallos parciales.

Por último, en el anexo IV se describe el funcionamiento del sistema transitorio de respaldo, que se mantendrá temporalmente ante la eventualidad de un fallo general en el sistema SRS.

2. Ámbito de aplicación.

Este procedimiento aplica al operador del sistema eléctrico español (OS), a los proveedores de servicios de balance habilitados por el OS conforme a lo establecido en la normativa de aplicación vigente, y a los sujetos de liquidación responsables del balance del sistema eléctrico peninsular español.

3. Definiciones y acrónimos.

A efectos de este procedimiento de operación se deberán tener en cuenta los términos y definiciones establecidos en el Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad y en el artículo 4 de las Condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español vigentes, en adelante referidas como «Condiciones relativas al balance».

En particular, los términos correspondientes a:

– Mercado: se refiere al «Mercado mayorista de electricidad» al que se refiere el artículo 1 de la Circular 3/2019 de 20 de noviembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), por la que se establecen las metodologías que regulan el funcionamiento del mercado mayorista de electricidad y la gestión de la operación del sistema.

– Participante en el mercado (PM): es una persona física o jurídica que compra, vende o genera electricidad, que participa en la agregación o que es un gestor de la participación activa de la demanda o servicios de almacenamiento de energía, incluida la emisión de órdenes de negociación, en uno o varios de los mercados de la electricidad incluyendo el mercado de balance, tal y como se define en el punto (25) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de electricidad.

– Proveedor de servicios de balance: participante en el mercado que suministra energía de balance y/o reserva de balance a los TSO, tal como se define en el punto (12) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad. También referido como BSP (Balance Service Provider), por sus siglas en inglés.

– Sujeto de liquidación responsable del balance: participante en el mercado, o su representante elegido, responsable de sus desvíos en el mercado de la electricidad, tal como se define en el punto (14) del artículo 2 del Reglamento (UE) 2019/943 relativo al mercado interior de la electricidad. También referido como BRP (Balance Responsible Party), por sus siglas en inglés.

– aFRR: reservas automáticas para la recuperación de la frecuencia (Automatic Frequency Restoration Reserve, que corresponde en la terminología europea con la activación de energía de regulación secundaria).

– Servicio de regulación secundaria: servicio de balance de activación automática de potencia activa que tiene por objetivo el mantenimiento de la frecuencia del sistema en su valor de referencia y la anulación en cada instante de los desvíos del bloque de control frecuencia-potencia español peninsular.

– Sistema de regulación secundaria peninsular (SRS): Es el sistema de control principal de la regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español.

– Regulador maestro: función del SRS que calcula en tiempo real el requerimiento de energía de regulación secundaria total necesario, lo reparte y envía a los proveedores, y mide la aportación real de éstos evaluando sus modos de funcionamiento.

– Proveedor del servicio de regulación secundaria: agrupación de unidades de programación habilitadas para prestar el servicio de regulación secundaria conforme a la

definición establecida en las Condiciones relativas al balance. Conocido como Balance Service Provider (BSP), por sus siglas en inglés, de aFRR, en este procedimiento es referido por simplicidad como «proveedor del servicio» o «proveedor.».

– Regulador del proveedor del servicio y control automático de generación (AGC): Sistema de control de energía de cada proveedor del servicio que, recibiendo el requerimiento de potencia del regulador maestro, controla la generación o el consumo de las unidades incluidas en dicho proveedor.

– Reserva de regulación secundaria del sistema: Se define como el margen de variación de potencia en el que el sistema de regulación secundaria del sistema peninsular español puede actuar automáticamente para cada uno de los sentidos, partiendo del punto de funcionamiento en que se encuentre en cada instante. Viene dada por la suma, en valor absoluto y para cada sentido, de las contribuciones de las unidades de programación que constituyen cada proveedor del servicio de regulación secundaria. El OS asigna mediante mecanismos de mercado el día anterior al de programación los requisitos que necesita el sistema, para todos los periodos de programación del día siguiente y para cada sentido subir/bajar.

– Reserva de regulación secundaria de un proveedor del servicio: es el valor máximo de variación de potencia, en que es posible modificar al conjunto de unidades de programación pertenecientes a un proveedor del servicio en el sentido correspondiente y con la velocidad establecida.

– Potencia de regulación secundaria entregada por los proveedores del servicio: Es la aportación de potencia de regulación secundaria a subir o a bajar por cada proveedor del servicio, calculada como la diferencia entre la potencia total entregada por el proveedor y su Programa en Tiempo Real (PTR).

– Energía de regulación secundaria aceptada por el OS: Es la energía de regulación secundaria entregada por los proveedores del servicio cuyo volumen es remunerado. Cuando el signo de dicha energía resulte positivo, se denomina energía de regulación secundaria aceptada a subir, y en caso de resultar de signo negativo, energía de regulación secundaria aceptada a bajar.

– Programa en tiempo real (PTR): programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de programación de un proveedor del servicio en los mercados previos al servicio de regulación secundaria, y perfilado en potencia, según las reglas recogidas en el anexo II.

– UP: unidad de programación.

– Oferta de respaldo: son las ofertas de energía de regulación secundaria enviadas antes de las 20.00 del día D-1 correspondientes como mínimo al volumen de reserva secundaria asignado del día D, que serán usadas en caso de no recibir actualización de las mismas 25 minutos antes del tiempo real.

– ENTSO-E: Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad.

– IGCC (International Grid Control Cooperation): plataforma europea de compensación de desequilibrios, encargada del proceso Imbalance Netting IN en terminología anglosajona.

– PICASSO (Platform for International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation): plataforma europea de activación de energía de balance aFRR.

4. Proveedores del servicio de regulación secundaria.

Los proveedores del servicio de regulación secundaria son los especificados en las Condiciones relativas al balance.

Asimismo, el proceso de habilitación de instalaciones del proveedor del servicio se realizará conforme a lo establecido en las Condiciones relativas al balance.

A partir de la fecha de entrada en vigor de este procedimiento de operación, el conjunto de unidades de programación habilitadas integradas en zona de regulación que estuviesen habilitadas para la prestación del servicio se considerarán habilitadas dentro de su respectivo proveedor de servicio de regulación secundaria, siéndoles no obstante de

aplicación las condiciones de repetición de pruebas recogidas en el P.O 3.8. La habilitación de nuevas unidades de programación para el producto aFRR seguirá lo descrito en el procedimiento de operación por el que se establecen las pruebas para la participación de las instalaciones en los procesos gestionados por el operador del sistema.

5. Mercado de reserva de regulación secundaria para el día siguiente.

5.1 Requisitos de reserva de regulación secundaria.

El OS determinará y comunicará diariamente a los participantes en el mercado la reserva de regulación secundaria a subir y a bajar requeridas en el sistema eléctrico peninsular español para cada período de programación cuartohorario del día siguiente.

Dichos requisitos de reserva de regulación secundaria, llamados nominales, serán publicados diariamente según lo establecido en el procedimiento de operación referente al proceso de programación.

La información comunicada a los participantes del mercado se compondrá de los siguientes datos:

- Requisitos de reserva a subir en el sistema RSSUBqh (MW).
- Requisitos de reserva a bajar en el sistema RSBAJqh (MW).

Donde qh es el índice del periodo de programación cuartohorario correspondiente.

De forma provisional y hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en los mercados de energía, se publicarán requerimientos cuartohorarios de reserva de secundaria iguales dentro de cada hora.

5.2 Presentación de ofertas de reserva de regulación secundaria.

Cada proveedor del servicio podrá presentar ofertas de reserva de regulación secundaria, por el conjunto de unidades de programación que lo componen, a subir y/o bajar, para cada uno de los períodos de programación cuartohorarios del día siguiente.

Las ofertas de reserva de regulación secundaria en cada sentido podrán estar compuestas de distintos bloques (ver anexo I) con la información siguiente:

- Potencia de reserva de regulación secundaria (MW).
- Precio de la reserva de regulación secundaria (€/MW).
- Sentido: a subir o a bajar.
- Código de indivisibilidad del bloque de la oferta.

Estos bloques podrán ser aceptados de forma independiente, siendo el resultado de la asignación a cada proveedor del servicio el conjunto de todos los bloques aceptados para el mismo.

Las ofertas de reserva de regulación secundaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en los mensajes de envío de ofertas que forman parte de la documentación técnica de intercambio de información OS- Participantes del Mercado, en la que se encuentran detallados, asimismo, los formatos de las ofertas de reserva de regulación secundaria.

5.3 Asignación de reserva de regulación secundaria para el día siguiente.

Para cubrir los requisitos de reserva de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español, el OS asignará las ofertas a nivel de proveedor del servicio, de manera independiente a subir y a bajar, y para cada período cuartohorario, de forma que representen un menor coste total para el sistema. Para ello, se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- La suma total de las reservas asignadas deberá estar comprendida en un intervalo +/- 10 % alrededor del requisito nominal de reserva de regulación secundaria del sistema en el sentido correspondiente.

– Para la valoración de una oferta se tendrá en cuenta el precio ofertado de la reserva. Adicionalmente, se tendrá también en cuenta una tolerancia al incremento del precio marginal, respecto al precio correspondiente al volumen mínimo ya asignado que verifica el 90 % del requisito nominal de reserva del sistema. Dicha tolerancia toma la forma de un incremento de precios porcentual (incremento \leq TOLPRECRVA %), siempre y cuando se supere un umbral de incremento de precios en valor absoluto (incremento $>$ ABS-TOLPRECRVA).

El algoritmo de asignación cubre los siguientes pasos de forma secuencial, para cada periodo cuartohorario y para cada sentido subir/bajar:

– Con todas las ofertas de reserva válidas recibidas se forma una escalera de bloques de oferta, ordenados por precio ascendente. Si existen varios bloques con el mismo precio, éstos se ordenan colocando en primer lugar los bloques divisibles, y después los indivisibles. Ambos grupos (divisibles e indivisibles) son ordenados de menor a mayor tamaño, y en caso de igualdad, por orden de llegada de los ficheros de oferta.

– El algoritmo de asignación procesa la escalera de bloques de oferta evaluando los grupos de bloques del mismo precio en relación con el requisito de reserva de regulación secundaria del sistema como se detalla a continuación:

- Dentro de un grupo de bloques con el mismo precio:
 - En el caso de que no se alcanzara el requisito nominal de reserva de regulación secundaria del sistema con los bloques divisibles, el algoritmo continúa asignando los bloques indivisibles.
 - En caso de superar el requisito nominal de reserva de regulación secundaria del sistema, se realiza un prorrateo proporcional de la reserva a asignar en función del volumen ofertado en cada uno de los bloques divisibles que verifica dicho requisito nominal.
 - El volumen previo asignado a las ofertas divisibles se podrá reducir si con la asignación de una oferta indivisible se supera la tolerancia especificada en volumen de reserva (+/-10 %).
- Una vez satisfecho el volumen mínimo de asignación, que verifica el 90 % del requisito nominal de reserva secundaria del sistema, si al añadir el siguiente bloque de precio el nuevo precio marginal no cumple con la tolerancia de precio marginal, no se añade el bloque y se finaliza la asignación.

La asignación de la reserva de regulación secundaria a liquidar será valorada al precio marginal. Como resultado, se obtienen dos precios marginales independientes para cada periodo de programación cuartohorario: un precio para la asignación de requisitos a subir y otro a bajar.

Dicha asignación de reserva de regulación secundaria realizada por el OS será considerada firme, adquiriendo el proveedor la obligación de ofertar al menos el mismo volumen de potencia en el mercado de energía de regulación secundaria.

Si para cumplir con el compromiso de reserva de regulación secundaria asignada fuera necesaria la modificación del programa de una o varias unidades de programación constituyentes del proveedor del servicio, es responsabilidad del participante en el mercado de dichas unidades de programación realizar las modificaciones de programa necesarias en el mercado mayorista.

El OS, en los plazos fijados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación, comunicará a los participantes en el mercado proveedores de este servicio los resultados del proceso de asignación de ofertas de reserva de regulación secundaria y los coeficientes de respaldo (RCP) para la participación de cada uno de los proveedores en los requerimientos de reserva de regulación secundaria global del sistema eléctrico peninsular español para cada periodo de programación cuartohorario.

5.4 Mecanismo de reducción de la reserva contratada por seguimiento de instrucciones del OS en tiempo real.

La aplicación del mecanismo de solución de restricciones técnicas en tiempo real sobre unidades de programación incluidas en el proveedor podría dar lugar a incumplimientos de los compromisos adquiridos debido a la contratación de reserva de regulación secundaria, por causas ajenas al propio sujeto participante proveedor del servicio.

Asimismo, la asignación de regulación terciaria por aplicación del Mecanismo Excepcional de Resolución (MER), según lo establecido en los procedimientos de operación, puede ocasionar al proveedor asociado, al que pertenecen las unidades de programación a las que aplica el citado MER, una pérdida total o parcial de la reserva de regulación secundaria comprometida.

En estas situaciones, y dado que la asignación de la reserva y la prestación del servicio se realiza a nivel de proveedor y no de unidad de programación, en caso de disponer de reserva adicional de regulación secundaria suficiente, el proveedor del servicio podrá hacer frente a los compromisos de reserva de regulación secundaria previamente adquiridos con otras de sus unidades de programación que forman el proveedor.

No obstante, si el proveedor del servicio no dispone de medios adicionales suficientes, se establece la aplicación de un mecanismo específico que permite al proveedor solicitar la reducción de la reserva de regulación secundaria comprometida, con objeto de evitar incumplimientos en la prestación del servicio de regulación secundaria.

La solicitud de reducción de reserva contratada se realizará por el participante del mercado responsable del proveedor al que pertenece la UP afectada y su aceptación estará condicionada al cumplimiento de los siguientes requerimientos:

- La solicitud de reducción de reserva aplica a uno o varios periodos de programación completos donde el proveedor tiene una UP afectada por un límite de seguridad por restricciones en tiempo real.
- Deberá ser recibida por parte del OS en los plazos determinados en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.
- Aplica únicamente a periodos de programación existentes hasta el inicio del horizonte de programación del siguiente mercado intradiario.
- El volumen de desasignación de reserva solicitado en cada sentido será menor o igual a la potencia habilitada de la UP afectada en el sentido respectivo.

Se rechazarán las solicitudes de reducción que no cumplan alguna de las condiciones anteriores. Una vez validada por el OS la reducción de reserva de regulación secundaria, se generarán las desasignaciones correspondientes, las cuales llevarán asociadas un precio igual al marginal del mercado de reserva de regulación secundaria vigente para el sentido y período de programación cuartohorario correspondiente.

En caso de que desaparezcan las causas que provocaron la aplicación del mecanismo de reducción de la reserva, previa solicitud del sujeto responsable del proveedor del servicio se podrá restituir total o parcialmente la reserva comprometida inicialmente a partir del momento de la aceptación de esta acción.

Será responsabilidad del proveedor del servicio actualizar las ofertas de energía de regulación secundaria, de acuerdo con la reducción y/o restitución de reserva validada por el OS.

Durante este proceso se actualizarán y enviarán los coeficientes de reparto necesarios para la activación del sistema transitorio de respaldo, en caso necesario, detallado en el anexo IV.

6. Mercado de activación de energía de regulación secundaria (aFRR).

6.1 Presentación de ofertas de activación de energía de regulación secundaria.

Concluido el mercado de reserva de regulación secundaria, los proveedores que hayan sido asignados en el mercado de reserva de energía secundaria en uno o varios períodos cuartohorarios de programación del día siguiente deberán presentar la oferta de energía de regulación secundaria válida, a subir y/o a bajar, correspondiente a dicha asignación de reserva en dichos periodos asignados.

Al menos una primera versión de estas ofertas, denominadas ofertas de respaldo, debe ser enviada en los plazos definidos en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

Adicionalmente, los proveedores del servicio pueden presentar ofertas voluntarias, sin correspondencia con los volúmenes de las ofertas de reserva asignadas, según se establece en el procedimiento de operación por el que se establece el proceso de programación.

Las ofertas de energía de regulación secundaria deberán ser actualizadas de forma continua siempre que se produzcan modificaciones en el proceso de la programación que afecten al volumen ofrecido de reserva de regulación secundaria de las unidades de programación proveedoras de este servicio, y en particular, cuando existan indisponibilidades que afecten a la reserva de regulación secundaria de una unidad de programación.

El período para la actualización de las ofertas de regulación secundaria correspondientes a cada período de programación cuartohorario finalizará 25 minutos antes del inicio del horizonte de programación cuartohorario inmediato siguiente según se define en el artículo 8.2 del «Marco de aplicación para la plataforma europea de activación e intercambio de aFRR», referenciado en el apartado 8.2.

6.2 Características de las ofertas de energía.

Las ofertas de energía de regulación secundaria contendrán la potencia a subir/bajar de activación ofertada en MW para cada periodo de programación cuartohorario, y el precio de la correspondiente energía de regulación secundaria a activar, en euros/MWh.

Las ofertas de energía de regulación secundaria se consideran completamente divisibles, y sin ligaduras entre períodos de programación. Asimismo, las ofertas de energía de regulación secundaria a subir y a bajar para un mismo periodo de programación no tendrán ningún vínculo entre ellas.

Las ofertas de energía de regulación secundaria deberán respetar los límites técnicos de precios establecidos en los mensajes de envío de ofertas que forman parte de la documentación técnica de intercambio de información OS- PM, en la que se encuentran detallados, asimismo, los formatos de las ofertas de energía de regulación secundaria.

6.3 Asignación de energía de regulación secundaria en tiempo real.

El regulador maestro determinará las necesidades de regulación secundaria del sistema, incorporando las dos señales correctoras de a) la plataforma IGCC y b) de la plataforma PICASSO, una vez realizada la conexión a esta plataforma de balance europea.

A continuación, se describen los aspectos principales del proceso de asignación:

– Se asignarán los bloques de oferta desde el más competitivo hasta el menos competitivo, hasta alcanzar el valor de la necesidad de activación de energía de regulación secundaria P_{target} .

- Para valores de P_{target} positivos se utilizará la escalera de ofertas de energía de regulación secundaria a subir, que dará lugar a valores de asignación positivos (a subir) para los proveedores.

- Para valores de Ptarget negativos se utilizará la escalera de ofertas de energía de regulación secundaria a bajar, que dará lugar a valores de asignación negativos (a bajar) para los proveedores.

Así, en el caso de ofertas a subir, se seleccionarán primero las ofertas con precio negativo mayor hasta las últimas de precio positivo mayor. En el caso de ofertas a bajar, se seleccionarán primero las ofertas con precio positivo mayor hasta las últimas con precio negativo mayor.

- El último bloque de oferta asignado se dividirá hasta alcanzar el valor de Ptarget, con precisión de un decimal.

- En el caso de que haya varios bloques de ofertas con el mismo precio, dichas ofertas se activarán de forma simultánea por prorrata según su tamaño con precisión de un decimal.

- Mientras el mercado de activación de energía de regulación secundaria se desarrolle en local, el precio marginal será determinado por el algoritmo local de asignación en la casación de cada ciclo de control del siguiente modo:

- Para asignaciones de energía de regulación secundaria a subir, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a subir. El precio marginal a bajar será cero.

- Para asignaciones de energía de regulación secundaria a bajar, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a bajar. El precio marginal a subir será cero.

- En aquellos ciclos de control en los que el sistema peninsular esté conectado a la plataforma PICASSO, si bien las asignaciones a los proveedores se seguirán realizando mediante el algoritmo local de asignación, el precio marginal que aplicará vendrá determinado por la plataforma PICASSO.

El detalle y las reglas del proceso de asignación de las necesidades de activación de regulación secundaria se recoge en el anexo III de este procedimiento de operación.

7. Seguimiento en tiempo real de la prestación del servicio.

El control de la respuesta de la regulación secundaria y la medida del servicio prestado se llevará a cabo para cada proveedor, conforme a lo establecido en el anexo III. En dicho anexo se establece además el cálculo de las reservas puestas a disposición de la regulación por los proveedores y la energía de regulación secundaria activada en cada periodo de programación cuartohorario.

En situaciones que imposibiliten el correcto funcionamiento del SRS en el centro de control principal, el OS procederá a transferir su control al centro de control de respaldo a la mayor brevedad posible. Este hecho será comunicado por el OS a las empresas responsables de los proveedores del servicio. Este paso obligará a las empresas responsables de los diferentes proveedores del servicio a conmutar el canal de comunicaciones de recepción de señales al sistema de control del OS que en ese momento gestione el servicio.

8. Conexión a las plataformas de balance.

8.1 Proceso europeo de compensación de desequilibrios.

La participación del OS en el proceso europeo de compensación de desequilibrios, IN, se realiza conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación para la plataforma europea de compensación de desequilibrios» (ACER Decision 13/2020 on the Implementation framework for a European platform for the imbalance netting process), y su enmienda (ACER Decision 16/2022 on the Amendment to the Implementation Framework for the European platform for imbalance netting process), en adelante INIF.

El proceso de compensación de desequilibrios entre bloques de control frecuencia-potencia permite la compensación de las necesidades de energía de balance procedente de reservas de recuperación de la frecuencia con activación automática del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español, con las necesidades opuestas del resto de los bloques de control frecuencia-potencia europeos participantes en el proceso, con carácter previo a la activación de las energías de balance de tipo aFRR en el sistema eléctrico peninsular español.

Este proceso de compensación se realiza en tiempo real, respetando los límites de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales.

8.2 Proceso europeo de activación de energía aFRR.

La participación del OS en el proceso europeo de activación e intercambio de energías de balance correspondientes al producto aFRR se realizará conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación para la plataforma europea de activación e intercambio de aFRR» (ACER Decision 02/2020 on the Implementation framework for a European platform for the Exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation), y su enmienda (ACER Decision 15/2022 on the Amendment to the Implementation Framework for a European platform for the exchange of balancing energy from frequency restoration reserves with automatic activation) en adelante aFRR IF.

El OS comunicará a través de su página web la fecha de conexión a la plataforma de balance PICASSO, fecha que será previamente acordada con la CNMC.

El proceso europeo de activación de energía aFRR entre bloques de control frecuencia-potencia permite tanto el neteo implícito de necesidades de aFRR de distinto signo entre bloques de control, como la activación de las ofertas de energía aFRR más competitivas a nivel europeo que satisfacen dichas necesidades. Este proceso es llevado a cabo por la plataforma PICASSO.

Al igual que el proceso de compensación de desequilibrios, el proceso europeo de activación de energía aFRR se realiza en tiempo real, teniendo en cuenta los límites de capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales.

La coordinación en tiempo real entre las plataformas IGCC y PICASSO se realiza en cada ciclo de control mediante 3 pasos: 1) una primera optimización/asignación europea de ofertas aFRR y neteo implícito de necesidades, 2) posible neteo de necesidades entre las plataformas PICASSO e IGCC (con los TSO no conectados a PICASSO), 3) una nueva optimización/asignación europea de ofertas aFRR, teniendo en cuenta los resultados del paso 2.

8.3 Intercambios de información asociados a la conexión a las plataformas de balance.

8.3.1 Capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales (ATC).

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del INIF y en el artículo 4 del aFRR IF, el OS comunicará a las plataformas IGCC y PICASSO cualquier posible actualización del valor de la capacidad de intercambio disponible en las interconexiones internacionales con Francia y Portugal, al objeto de que esta información pueda ser tenida en cuenta, de manera independiente, en el proceso de compensación llevado a cabo por la plataforma IGCC y PICASSO, respectivamente.

Adicionalmente, y desde el momento en el que el OS establezca su conexión al módulo transversal de gestión de la capacidad en horizonte de balance (CMM, por Capacity Management Module), de acuerdo con lo establecido en el aFRR IF, el OS realizará el envío a dicho módulo de la información sobre capacidad de intercambio disponible en cada interconexión intracomunitaria.

El OS seguirá manteniendo la comunicación con la plataforma europea de activación del producto de energía aFRR de la información correspondiente a la capacidad de

intercambio disponible en las interconexiones internacionales, para su utilización como mecanismo de respaldo en caso de indisponibilidad o fallo de la comunicación entre CMM y la plataforma europea.

8.3.2 Límites máximos de intercambio de energía.

Conforme a lo establecido en el artículo 4 del IN IF y en el artículo 4 del aFRR IF, el OS pondrá a disposición de la plataforma IGCC y PICASSO los valores de los límites máximos de intercambio de energía, tanto globalmente para el bloque de control peninsular español en su conjunto, como para cada una de las fronteras del bloque de control peninsular español participantes en la plataforma, y para cada sentido de flujo potencia activa.

En cada frontera participante, el valor máximo de la compensación de desequilibrios y de intercambio de aFRR en cada sentido de flujo corresponderá al valor de la capacidad de intercambio disponible en tiempo real en la interconexión en ese mismo sentido de flujo (ATC), pudiendo establecerse límites adicionales, de carácter más restrictivo, por motivos de seguridad de los sistemas eléctricos interconectados.

8.3.3 Necesidades de balance del sistema eléctrico español comunicadas a las plataformas IGCC y PICASSO.

Conforme a lo establecido en el artículo 3.4 del INIF y en el artículo 3.4 del aFRR IF, el OS pondrá a disposición de las plataformas IGCC y PICASSO en tiempo real las necesidades de aFRR del bloque de control correspondiente al sistema eléctrico peninsular español.

8.3.4 Resultados de la compensación de desequilibrios en la plataforma IGCC, y del mercado europeo de activación de energía aFRR.

La plataforma IGCC comunicará al OS la señal de corrección resultante del proceso de compensación de desequilibrios, que será incorporada en tiempo real al lazo de control del regulador maestro conforme se establece en el artículo 3.6 del INIF. Asimismo, la plataforma PICASSO comunicará al OS otra señal de corrección independiente que será incorporada de forma análoga, conforme se establece en el artículo 3.8 del aFRR IF.

8.4 Configuración de respaldo en caso de desconexión de las plataformas PICASSO e IGCC.

Una vez se realice la conexión del sistema eléctrico peninsular español a la plataforma PICASSO, existe la posibilidad de desconexión de esta plataforma debido a cualquier fallo sobrevenido, como la indisponibilidad de la propia plataforma. En esta situación, el SRS seguirá funcionando en modo nacional con las siguientes precisiones:

- Se anulará la señal correctora procedente de la plataforma PICASSO. Si adicionalmente se produjera la desconexión de la plataforma IGCC, se anulará también la señal correctora correspondiente.
- El precio marginal de activación en cada ciclo de control será determinado por el algoritmo local de asignación, en lugar de ser determinado por la plataforma PICASSO.
- Estas situaciones de desconexión serán comunicadas a los participantes en el mercado.

9. Liquidación del servicio.

La prestación del servicio de regulación secundaria llevará asociados cuatro conceptos de liquidación:

- Asignación de reserva de regulación secundaria.
- Incumplimientos asociados al mercado de reserva de regulación secundaria.

- Energía de regulación secundaria (tras la conexión a la plataforma europea PICASSO, energía de balance aFRR) aceptada.
- Incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

Los criterios para la evaluación del seguimiento de la respuesta en tiempo real y la energía de regulación secundaria entregada se describen en detalle en el anexo III de este procedimiento de operación.

La liquidación a los proveedores del servicio en el sistema eléctrico peninsular español será realizada por el OS conforme a lo establecido en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

9.1 Liquidación de la asignación de reserva de regulación secundaria.

Las asignaciones de reserva de regulación secundaria a liquidar serán las resultantes del proceso de asignación descrito en el apartado 5.3, y serán valoradas al precio marginal resultante del proceso de asignación en cada sentido.

Los precios marginales de la asignación de reserva de regulación secundaria, que se establecerán para cada período de programación cuartohorario, corresponderán al precio de la última oferta de regulación secundaria que haya sido necesario asignar de forma total o parcial en el correspondiente sentido y periodo de programación cuartohorario, para cubrir los requerimientos de reserva global de regulación secundaria del sistema eléctrico peninsular español, de acuerdo a los criterios establecidos en el apartado 5.3.

9.1.1 Incumplimiento en el envío de ofertas de respaldo de energía de regulación secundaria.

Una vez concluido el mercado de reserva de regulación secundaria, y en los plazos definidos en el procedimiento de operación referente al proceso de programación, aquellos proveedores cuya reserva haya sido asignada en uno o varios periodos de programación del día siguiente presentarán al mercado de energía de regulación secundaria una o varias ofertas de respaldo válidas, con un volumen al menos igual a la reserva asignada en dichos periodos.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, los proveedores incurrirán en una obligación de pago especificada en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

9.1.2 Incumplimientos en el envío de ofertas de energía de regulación secundaria.

Los proveedores que hayan sido asignados en el mercado de reserva de regulación secundaria en uno o varios periodos de programación presentarán al mercado de energía de regulación secundaria una o varias ofertas válidas, con al menos un volumen igual a la reserva asignada en dichos periodos.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, los proveedores incurrirán en una obligación de pago especificada en el procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

9.2 Energía de regulación secundaria aceptada y precio medio cuartohorario para la liquidación.

La energía de regulación secundaria aceptada, cuyo volumen es remunerado, es la energía de regulación secundaria entregada en aquellos periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria o durante los cinco minutos posteriores a la última activación, siempre y cuando el proveedor se encuentre en modo activo, modo error o modo alerta si su aportación se realiza en sentido favorable al sentido que solicita el regulador maestro.

En ningún caso se aceptará la energía de regulación secundaria entregada cuando el proveedor se encuentre en estado OFF u OFF_REE. Tampoco se aceptará la energía de regulación secundaria entregada cuando el proveedor se encuentre en modo sin participación, modo inactivo, modo mala respuesta o modo alerta si su aportación se realiza en sentido contrario al sentido que solicita el regulador maestro.

– La potencia de regulación secundaria entregada a subir es aceptada en cada ciclo de control según las siguientes condiciones y expresiones:

$$\begin{cases} PaFRR_{acepUP_{b,t}} = |PaFRR_{b,t}|, & \text{si } PaFRR_{b,t} \leq \max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \\ PaFRR_{acepUP_{b,t}} = |\max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}, 0)|, & \text{si } PaFRR_{b,t} > \max(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \end{cases}$$

– La potencia de regulación secundaria entregada a bajar es aceptada en cada ciclo de control según las siguientes condiciones y expresiones:

$$\begin{cases} PaFRR_{acepDW_{b,t}} = |PaFRR_{b,t}|, & \text{si } PaFRR_{b,t} \geq \min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \\ PaFRR_{acepDW_{b,t}} = |\min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}, 0)|, & \text{si } PaFRR_{b,t} < \min(PaFRR_{dese_{b,t}}, PaFRR_{respe_{b,t}}) \end{cases}$$

Donde $PaFRR_{b,t}$, $PaFRR_{dese_{b,t}}$, y $PaFRR_{respe_{b,t}}$, (potencia entregada, deseada y esperada, respectivamente) están definidas en el anexo III.

Para cada sentido, la energía de regulación secundaria aceptada en cada ciclo de control será liquidada con un precio marginal obtenido de la siguiente forma:

– Durante el funcionamiento en modo local: el precio marginal se determinará a partir de la energía de regulación secundaria solicitada en el sistema eléctrico peninsular español y la escalera de ofertas de energía regulación secundaria que aplican a cada sentido de activación y periodo de programación.

– Durante el funcionamiento con conexión a PICASSO: el precio marginal será determinado para cada ciclo de control por parte de la plataforma PICASSO. Las reglas del proceso de cálculo del precio marginal resultante de la casación en tiempo real de ofertas de energía de regulación secundaria se detallan en el anexo III de este procedimiento de operación.

En caso de que para un proveedor se acepte una energía de regulación secundaria correspondiente a una oferta cuyo precio se encuentre por encima del precio marginal (a subir) o por debajo del precio marginal (a bajar), se aplicará el precio de dicha oferta aceptada y no el precio marginal asociado a ese ciclo de control.

A la energía de regulación secundaria aceptada durante los cinco minutos posteriores a la última activación, según las condiciones descritas anteriormente, se le aplicará el precio más ventajoso para el proveedor entre el precio marginal de ese ciclo de control y el precio de la oferta correspondiente al periodo de programación de la última activación.

El precio aplicado a la energía de regulación secundaria reconocida, en cada ciclo de control y a cada bloque de oferta de un proveedor del servicio se denomina $\lambda LiqaFRR_{t,bl}$.

Para cada proveedor del servicio b, se calculará el precio y la energía cada cuarto de hora de acuerdo con las siguientes fórmulas:

9.2.1 Energía de regulación secundaria a subir:

$$ESECS_{b,q} = \sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRR_{acepUP_{b,t,bl}} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PMSECS_{b,q} = \frac{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRR_{acepUP_{b,t,bl}} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \lambda LiqaFRR_{t,bl}}{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRR_{acepUP_{b,t,bl}} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $ESECS_{b,q}$: energía de regulación secundaria a subir por el proveedor del servicio b en el período q.
- $PMSECS_{b,q}$: precio medio cuartohorario de energía de regulación secundaria a subir del proveedor del servicio b en el período q.
- $PaFRRacepUP_{b,t}$: potencia aFRR aceptada a subir del proveedor del servicio b en el ciclo t.
- $\lambda LiqaFRR_{t,bl}$: precio de la energía aceptada a subir en el ciclo t en el bloque bl.
- T: ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N: número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- Bl; número de bloques de la oferta.

9.2.2 Energía de regulación secundaria a bajar:

$$ESECB_{b,q} = \sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PMSECB_{b,q} = \frac{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \lambda LiqaFRR_{t,bl}}{\sum_{t=1}^N \sum_{bl=1}^{BL} PaFRRacepDW_{b,t,bl} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $ESECB_{b,q}$: energía de regulación secundaria a bajar del proveedor del servicio b en el período q.
- $PMSECB_{b,q}$: precio medio cuartohorario de energía de regulación secundaria a bajar del proveedor del servicio b en el período q.
- $PaFRRacepDW_{b,t}$: potencia aFRR aceptada a bajar del proveedor del servicio b en el ciclo t.
- $\lambda LiqaFRR_{t,bl}$: precio de la energía aceptada a bajar en el ciclo t en el bloque bl.
- T: ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N: número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- Bl; número de bloques de la oferta.

9.3 Incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta en tiempo real.

Se establecen tres posibles incumplimientos asociados al correcto seguimiento del servicio de regulación secundaria en tiempo real y la provisión de energía de regulación secundaria.

9.3.1 Incumplimiento por permanencia del proveedor en estado OFF.

Los proveedores deben permanecer en estado ON, al menos durante los siguientes periodos:

- Periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria.
- Los cinco primeros minutos de un periodo de programación sin ofertas válidas, que sean posteriores a un periodo de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria.

Este incumplimiento no aplica en el caso del que el proveedor del servicio permanezca en estado OFF por orden del OS.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, la energía cuartohoraria incumplida y el precio cuartohorario del incumplimiento se calcularán, para cada sentido (subir y bajar), de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Si $P_{target} > 0$.

$$EOFFS_{b,q} = \sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$POFFS_{b,q} = KOFF \cdot \frac{\sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRUP_t|}{\sum_{t=1}^N REOFUP_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Si $P_{target} < 0$.

$$EOFFB_{b,q} = \sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$POFFB_{b,q} = KOFF \cdot \frac{\sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRDW_t|}{\sum_{t=1}^N REOFDW_{b,q} \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- P_{target} : señal de activación de energía aFRR en la entrada al algoritmo local de casación.
- $REOFUP_{b,q}$: volumen de ofertas de energía a subir del proveedor del servicio b en el período q.
- $REOFDW_{b,q}$: volumen de ofertas de energía a bajar del proveedor del servicio b en el período q.
- $\lambda MEaFRRUP_t$: precio marginal a subir de la energía aFRR en el ciclo t.
- $\lambda MEaFRRDW_t$: precio marginal a bajar de la energía aFRR en el ciclo t.
- T: ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N: número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- KOFF: coeficiente de corrección por permanencia en OFF. Su valor es 1,5.

9.3.2 Incumplimiento por respuesta inadecuada.

En caso de que los proveedores se encuentren en modo inactivo, modo mala respuesta o en el modo alerta si su aportación se realiza en sentido contrario al sentido que solicita el regulador maestro, la energía cuartohoraria incumplida y el precio cuartohorario del incumplimiento se calcularán, para cada sentido (subir y bajar), de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Si $P_{target} > 0$.

$$ERIS_{b,q} = \sum_{t=1}^N \min(|PaFRRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRIS_{b,q} = KRI \cdot \frac{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRUP_t|}{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Si $P_{target} < 0$.

$$ERIB_{b,q} = \sum_{t=1}^N \min(|PaFRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRIB_{b,q} = KRI \cdot \frac{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot |\lambda MEaFRRDW_t|}{\sum_{t=1}^N \min(|PaFRRespe_{b,t} - PaFRR_{b,t}|, |PaFRRespe_{b,t}|) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $ERIS_{b,q}$: Energía cuartohoraria incumplida a subir en el período q .
- $ERIB_{b,q}$: Energía cuartohoraria incumplida a bajar en el período q .
- $PRIS_{b,q}$: Precio cuartohorario de la energía incumplida a subir en el período q .
- $PRIB_{b,q}$: Precio cuartohorario de la energía incumplida a bajar en el período q .
- P_{target} : señal de activación de energía aFRR en la entrada al algoritmo local de casación.
- $PaFRR_{b,t}$: potencia aFRR entregada por el proveedor del servicio b en el ciclo t .
- $PaFRRespe_{b,t}$: potencia aFRR esperada por el proveedor del servicio b en el ciclo t .
- $\lambda MEaFRRUP_i$: precio marginal a subir de la energía aFRR en el ciclo t .
- $\lambda MEaFRRDW_i$: precio marginal a bajar de la energía aFRR en el ciclo t .
- T : ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N : número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- KRI : coeficiente de corrección por respuesta inadecuada. Su valor es 1,5.

9.3.3 Incumplimiento por reserva insuficiente en tiempo real.

En aquellos periodos de programación con ofertas válidas de energía de regulación secundaria, los proveedores deben poner a disposición del OS en cada ciclo de control unos valores de reserva de regulación secundaria en tiempo real iguales o superiores a los volúmenes de ofertas válidas en el correspondiente periodo de programación.

En caso de que no se cumpla lo expuesto en el párrafo anterior, la energía cuartohoraria incumplida y el precio cuartohorario del incumplimiento se calcularán, para cada sentido (subir y bajar), de acuerdo con las siguientes fórmulas:

Si $RESAUP_{b,t} < REMOFUP_{b,t}$

$$ERITRS_{b,q} = \sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRITRS_{b,q} = KRITR \cdot \frac{\sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \max(|\lambda MEaFRRUP_t|, |\lambda MEaFRRDW_t|)}{\sum_{t=1}^N (REMOFUP_{b,t} - RESAUP_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Si $RESADW_{b,t} < REMOFDW_{b,t}$

$$ERITRB_{b,q} = \sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}$$

$$PRITRB_{b,q} = KRITR \cdot \frac{\sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T} \cdot \max(|\lambda MEaFRRUP_t|, |\lambda MEaFRRDW_t|)}{\sum_{t=1}^N (REMOFDW_{b,t} - RESADW_{b,t}) \cdot \frac{1}{3600/T}}$$

Donde:

- $ERITRS_{b,q}$: energía cuartohoraria incumplida a subir por reserva insuficiente.
- $ERITRB_{b,q}$: energía cuartohoraria incumplida a bajar por reserva insuficiente.
- $REMOFUP_{b,t}$: reserva a subir disponible en tiempo real basada en las ofertas de energía aFRR.
- $RESAUP_{b,t}$: reserva disponible a subir según los límites de generación por el proveedor del servicio b en el ciclo t.
- $REMOFDW_{b,t}$: reserva a bajar disponible en tiempo real basada en las ofertas de energía aFRR.
- $RESADW_{b,t}$: reserva disponible a bajar según los límites de generación por el proveedor del servicio b en el ciclo t.
- $\lambda MEaFRRUP_t$: precio marginal a subir de la energía aFRR en el ciclo t.
- $\lambda MEaFRRDW_t$: precio marginal a bajar de la energía aFRR en el ciclo t.
- T: ciclo de control del Regulador Maestro (4 segundos).
- N: número de ciclos de control en el cuarto de hora q (225).
- KRITR: coeficiente de corrección por reserva insuficiente en tiempo real. Su valor es 1,5.

9.3.4 Prelación de los incumplimientos asociados al seguimiento de la respuesta.

En caso de coincidencia de dos o más incumplimientos en el mismo ciclo de control, prevalecerá la obligación de pago por permanencia en estado OFF sobre las obligaciones de pago asociadas a una respuesta inadecuada y a reserva insuficiente. Adicionalmente, la obligación de pago asociada a una respuesta inadecuada prevalecerá sobre la obligación de pago por reserva insuficiente.

En caso de que un proveedor se encuentre en modo OFF_REE no se le aplicará ninguna de las penalizaciones anteriores.

9.4 Liquidación de los intercambios de energía.

Los aspectos liquidatorios TSO-TSO, están establecidos conforme a lo previsto en el «Marco de aplicación de reglas comunes para la liquidación TSO-TSO» (Common settlement rules applicable to all intended exchanges of energy (EU) 17/2020).

9.4.1 Liquidación de los intercambios de energía resultantes de la compensación de desequilibrios en la plataforma IGCC.

Los intercambios transfronterizos de energías de balance entre el OS y la plataforma IGCC, como resultado de la aplicación del proceso IN, serán valorados al precio medio ponderado de los denominados precios de oportunidad a subir y a bajar declarados por los operadores del sistema participantes en la plataforma IGCC.

El precio de oportunidad a subir y a bajar del bloque de control declarado por el sistema eléctrico peninsular español será el correspondiente al precio marginal de activación de la energía aFRR a subir y bajar, respectivamente. Dicho precio de oportunidad será calculado teniendo en cuenta los siguientes escenarios posibles:

- Durante el funcionamiento en modo local (previa a la conexión a la plataforma PICASSO) o bien en caso de desconexión de la plataforma PICASSO, los precios de oportunidad en IGCC serán calculados en cada sentido subir/bajar como el precio medio ponderado del coste de la energía aFRR aceptada, calculado como el cociente entre la liquidación con los proveedores de aFRR y la energía aceptada.
- Durante el funcionamiento con conexión a la plataforma PICASSO, los precios de oportunidad en IGCC serán calculados por PICASSO para cada TSO, teniendo en cuenta la escalera de ofertas europea.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español en el marco de aplicación del proceso IN, se anotará en la cuenta del OS.

El saldo económico mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance para el sistema eléctrico peninsular español establecido mediante la aplicación del proceso IN será liquidado entre el OS y la entidad de liquidación que actuará como contraparte para la liquidación de los TSO.

9.4.2 Liquidación de los intercambios de energía con la plataforma PICASSO.

La liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance del producto aFRR para el sistema eléctrico peninsular español, se anotará en la cuenta del OS.

En caso de existir congestión en las interconexiones internacionales aflorará una renta de congestión derivada de la asignación común europea realizada por la plataforma de gestión del producto aFRR, correspondiente a la interconexión gestionada.

El saldo mensual resultante de la liquidación de los intercambios transfronterizos de energías de balance aFRR intercambiadas entre el bloque de control peninsular y la plataforma aFRR y de las rentas de congestión derivadas será liquidado entre el OS y la entidad de liquidación centralizada que actuará como contraparte entre los operadores de sistema europeos participantes en la plataforma europea de balance de aFRR.

10. Publicación de información.

El OS publicará la información relativa al proceso de asignación del producto aFRR con la periodicidad y desglose que se determina en el procedimiento que establece los intercambios de información relativos al proceso de programación.

11. Información a la CNMC.

El OS informará a la CNMC mensualmente sobre el funcionamiento y resultados de la plataforma PICASSO, incluyendo todos aquellos aspectos que resulten necesarios para la supervisión de la participación del sistema eléctrico español en dicha plataforma, incluyendo los siguientes aspectos:

- Requerimientos de necesidades de activación de energía de regulación secundaria (aFRR) superiores al volumen de ofertas presentadas.

- Situaciones en las que la plataforma no haya cubierto las necesidades de activación de energía de regulación secundaria (aFRR) solicitadas desde el sistema eléctrico español.

- Número de horas sin participación en las plataformas PICASSO e IGCC.

El OS pondrá a disposición de la CNMC la información detallada de ofertas, necesidades y resultados del mercado aFRR en el sistema eléctrico español.

ANEXO I

Ofertas en el mercado de reserva y en el mercado de energía secundaria

1. Mercado de reserva de regulación secundaria.

1.1 Principales características del producto/oferta reserva secundaria.

Producto reserva secundaria	Mercado de reserva
Periodo de validez.	15 min.
Dirección.	A subir o a bajar.
Cantidad mínima.	1 MW.
Cantidad máxima.	No se establece valor máximo alguno, salvo los límites técnicos correspondientes ¹ .
Granularidad.	1 MW.
Localización.	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España.
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación.	0 min.
Resolución del precio de oferta.	0,01 €/MW.
Límites al precio de oferta.	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes ¹ .

¹ Los límites técnicos de energía y precio corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambio de información con el Operador del Sistema.

1.2 Criterios de validación de ofertas de reserva de regulación secundaria.

La oferta de reserva de regulación secundaria está formada por el conjunto de bloques de volumen ofertado (MW) y de precio (€/MW), sentido (subir/bajar) y tipo (divisible/indivisible) por periodo cuartohorario.

Previamente al proceso de lectura de ofertas, se comprobará que el proveedor de servicios de balance está habilitado para la provisión del servicio de regulación secundaria.

Tanto durante el proceso de lectura de las ofertas de reserva de regulación secundaria como en el de asignación de dichas ofertas, se aplican una serie de comprobaciones. La violación de cualquiera de ellas hará que la oferta sea rechazada total o parcialmente.

El incumplimiento de las comprobaciones realizadas en el proceso automático de lectura de la oferta implica su rechazo, sin que pueda aportarse, por las características del propio proceso, información precisa sobre la causa del rechazo.

1.2.1 Comprobaciones durante el proceso de lectura de las ofertas.

Durante el proceso de lectura de las ofertas, se realizarán las siguientes validaciones, cuyo incumplimiento llevará consigo el rechazo de la oferta o bloques afectados:

- Las ofertas deberán respetar los precios técnicos máximos establecidos en el documento de intercambio de información con el Operador del Sistema.
- Los períodos de programación para los que se efectúa la oferta de reserva de regulación secundaria deben estar incluidos en el horizonte del mercado abierto vigente.
- No se aceptarán ofertas de proveedores no habilitados para regular.

- La suma del volumen de reserva ofertada de todos los bloques, en un periodo cuartohorario, no exceda la reserva habilitada del proveedor del servicio.
- El número de bloques enviados por sentido y periodo de programación es menor o igual a 25, pudiendo ser sólo uno de ellos indivisible.
- De forma provisional y hasta que se introduzca la posibilidad de negociación de productos de resolución cuartohoraria en los mercados de energía, se validará que las ofertas de los participantes del mercado sean iguales en reserva ofertada y precio para todos los periodos cuartohorarios correspondientes a cada hora.

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de reserva de regulación de secundaria, en el momento de su recepción se encuentra establecido en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

1.2.2 Comprobaciones durante el propio proceso de asignación.

Estas comprobaciones son realizadas por el propio algoritmo de asignación, y afectan a aquellos bloques de oferta que, por precio, deberían ser objeto de asignación. Las comprobaciones asociadas son las siguientes:

- Rechazo por indivisibilidad en oferta de cierre. Este rechazo tiene lugar en el prorrateo final frente a otras ofertas con el mismo coste. Las ofertas divisibles son suficientes para alcanzar los requerimientos, por lo que las indivisibles no son asignadas.
- Oferta divisible no asignada por ser desplazada por una indivisible. En el prorrateo final, si hay ofertas divisibles e indivisibles de un proveedor al mismo precio, se asignan en primer lugar las divisibles y, si no se alcanzan los requerimientos, se asignan a continuación las indivisibles. Si con éstas se supera el máximo del 10 % sobre el requerimiento publicado para dicho período de programación, se van retirando ofertas divisibles hasta conseguir que el conjunto de ofertas asignadas se encuentre dentro del margen del +/- 10 % respecto al requerimiento publicado.
- Redondeo de asignación: Finalizado el proceso de asignación, las reservas asignadas son redondeadas para obtener números enteros. El redondeo se hace al valor entero más próximo.

2. Mercado de energía de regulación secundaria.

2.1 Principales características del producto/oferta energía secundaria aFRR.

Modo de activación:	Automática.
Tipo de activación:	Programada.
Tiempo de activación (FAT):	5 min.
Periodo de desactivación:	Menor o igual en duración al FAT.
Tamaño mínimo de la oferta:	1 MW.
Granularidad:	1 MW.
Tamaño máximo de la oferta:	9999 MW.
Localización:	Área de Control Frecuencia-Potencia (LFC) de España. Conforme a lo establecido en las condiciones de agregación de los BSP en las Condiciones relativas al balance, aprobadas por la CNMC, de acuerdo al artículo 18 del Reglamento EB.
Periodo de validez/entrega:	15 minutos.
Duración mínima entre el final de una desactivación y la siguiente activación:	4 seg.

Resolución del precio de oferta:	0,01 €/MWh.
Límites al precio de oferta:	No se establecen límites a los precios, salvo los límites técnicos correspondientes ¹ .
Resolución del periodo de tiempo:	15 min.
Número máximo bloques por sentido:	25.

¹ Los límites técnicos corresponden a los formatos de los campos que se establecen en el documento de intercambios de información con el Operador del Sistema. En el caso de los límites técnicos aplicables a los precios, estos coincidirán con los valores armonizados que, en su caso, se establezcan de acuerdo con lo previsto en el apartado 2 del artículo 30 del Reglamento EB.

2.2 Criterios de validación de ofertas de energía de regulación secundaria.

Se efectuarán las siguientes validaciones en el momento de recepción:

– El periodo de tiempo que cubre la oferta está incluido en el horizonte de la convocatoria abierta vigente en el momento de recepción de la oferta:

- No se permitirá la recepción de ofertas fuera de los plazos definidos en el procedimiento de operación referente al proceso de programación.
- Se permitirá la recepción de ofertas por parte de los BSP desde las 12h del día D-1.

– El proveedor se encuentra dado de alta para la participación en el mercado aFRR y la oferta ha sido enviada por el sujeto del mercado asociado al proveedor al que corresponde la oferta.

– En cada sentido de activación, los precios de todos los bloques de la oferta respetarán los límites de precio máximo y mínimo establecidos en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

– La oferta es compatible con los requisitos anteriormente definidos (volumen mínimo, máximo, granularidad, número de bloques y rango de precios).

El detalle de las validaciones aplicadas a las ofertas de energías de regulación de secundaria, producto aFRR, en el momento de su recepción se encuentra establecido en la documentación técnica de intercambio de información PM-OS.

ANEXO II

Programa en tiempo real (PTR)

La determinación de la energía aFRR entregada por los proveedores se basa en la comparación de la potencia total entregada con su programa asignado en mercados previos. Para este propósito, se define Programa en Tiempo Real de un proveedor del servicio de regulación secundaria (en adelante PTR) como el programa instantáneo de potencia activa obtenido a partir de la suma de los programas de las unidades de un proveedor en los mercados previos al servicio de regulación secundaria, y perfilado en potencia, según las reglas recogidas en este anexo.

1. Composición y nivel de agregación.

El cálculo del PTR se realiza de manera agregada para cada proveedor. El PTR de cada proveedor se calcula a partir de la agregación de los programas de las unidades de programación que lo conforman y que incluyen los resultados de todos los mercados previos a la entrega de energía aFRR en tiempo real, que son los siguientes:

- Programas asignados en los mercados diario e intradiarios incluyendo los cambios de programa entre BRP comunicados al OS tras el mercado intradiario continuo.
- Redespachos por restricciones técnicas tras el mercado diario.

- Programas derivados de la asignación de energías de sustitución (RR).
- Programas derivados de la asignación de energía terciaria.
- Redespachos por restricciones técnicas en tiempo real.
- Redespachos originados por indisponibilidades y desvíos comunicados.

En el caso de los desvíos comunicados, para que sea incluido en el PTR deberán ser comunicados antes de 10 minutos previos al periodo de programación al que aplique, y que este periodo de programación no pueda ser gestionado en mercados intradiarios. Si bien se tendrán en cuenta para el cálculo del PTR, no computarán como redespacho a nivel de cálculo de los desvíos del BRP asociado al proveedor que comunica una indisponibilidad/desvío comunicado.

Los programas derivados de los mercados mencionados en la sección anterior se encuentran desglosados por UP. Para calcular el PTR, es necesario agregar los programas de todas las UP que formen parte del proveedor.

2. Información para el cálculo del PTR.

El OS pondrá a disposición de los proveedores la información necesaria para que cada proveedor pueda calcular su PTR, en forma de ficheros que se dividen en tres categorías según su contenido:

2.1 Categoría 1. Programa Base Agregado (PBA).

En esta categoría se engloban las asignaciones de los siguientes mercados:

- a) Mercado diario y mercados intradiarios (incluyendo cambios posteriores entre BRP).
- b) Redespachos por restricciones técnicas tras el mercado diario.
- c) Reservas de Sustitución (RR).
- d) Redespachos originados por indisponibilidades y desvíos comunicados.

Los valores en potencia del PBA se publican de manera agregada para todas las UP que forman el proveedor mediante en tres mensajes:

1. Publicación inicial tras la publicación del programa horario final definitivo – PHFC (24 publicaciones al día), con los valores correspondientes a los siguientes 24 periodos de programación a partir de la hora siguiente.
2. Segunda publicación en el minuto 30 de cada hora con los valores correspondientes a los 4 periodos de programación de la hora siguiente.
3. Publicación final en el minuto 10 previo a cada periodo de programación, tras la posible recepción de indisponibilidades o desvíos comunicados y con valores únicamente del siguiente periodo de programación.

2.2 Categoría 2. Asignaciones de mFRR (PC2).

En esta categoría se engloban las asignaciones del mercado de regulación terciaria, tanto de tipo programado como de tipo directo.

Los valores en potencia de las asignaciones de mFRR, tanto programadas como directas, se publican de manera agregada para todas las UP que forman el proveedor.

Se publican los siguientes mensajes asociados a la categoría 2:

1. Una publicación inicial tras la asignación de la terciaria programada y con valores del siguiente periodo. En caso de que el proveedor no tenga asignaciones de esta categoría, se enviará un programa cero.
2. Cada vez que se produzcan nuevas asignaciones de mFRR. Estas asignaciones aplicarán a un máximo de dos periodos de programación y contendrán únicamente el programa agregado de esta categoría para aquellos proveedores cuyas UP hayan sido asignadas con mFRR.

2.3 Categoría 3. Programas de restricciones técnicas en tiempo real (PC3).

En esta categoría se engloban las asignaciones del mercado de restricciones en tiempo real.

Los valores en potencia de los programas de restricciones técnicas en tiempo real se publicarán de manera agregada para todas las UP que forman el proveedor.

Se publican los siguientes mensajes asociados a la categoría 3:

1. Una publicación inicial en el minuto 30 de cada hora con valores para los cuatro periodos de programación de la hora siguiente. En caso de que el proveedor no tenga asignaciones de esta categoría, se envía un programa nulo.

2. Cada vez que se produzcan redespachos asociados a restricciones técnicas en tiempo real. Estas asignaciones aplicarán a un máximo de 6 periodos de programación y contendrá el programa de todos los proveedores en dicho horizonte. En caso de que el proveedor del servicio de aFRR no tenga asignaciones de esta categoría, se enviará un programa nulo.

3. Cálculo del PTR.

En este apartado se describe la metodología que aplica el OS para obtener los valores del PTR en cada ciclo de ejecución del SRS a partir de la aplicación de las siguientes reglas de perfilado:

– Los cambios de potencia para los programas las tres categorías (PBA, PC2 y PC3) se definen como los minutos de programación del sistema e-SIOS y sirven de referencia para la aplicación de rampas de 10 minutos.

– El inicio de cada rampa es 5 minutos antes del minuto programado en el mensaje correspondiente.

– El final de cada rampa es 5 minutos después del minuto programado en el mensaje correspondiente.

– El inicio de cada rampa coincidirá con el primer ciclo de control dentro del minuto de inicio de rampa (segundo 04).

– El final de cada rampa coincidirá con el segundo 00 del minuto de fin de la rampa.

Si bien los programas de la categoría 1 (PBA) son constantes para cada periodo de programación, las categorías 2 y 3 son susceptibles de sufrir actualizaciones en cada minuto. Estas posibles actualizaciones darán lugar a la aplicación de rampas de manera independiente del valor de programa previo hasta el nuevo valor de programa.

En cada ciclo de cálculo, la rampa resultante será la suma de todas las rampas activas en ese ciclo.

Finalmente, la señal PTR se calcula para cada proveedor como la agregación de los perfiles rampeados de cada una de las tres categorías.

4. Envío del PTR.

La señal PTR calculada por el OS se enviará a cada uno de los proveedores a través del protocolo de comunicaciones ICCP. Asimismo, los proveedores reproducirán el cálculo del PTR de manera independiente y enviarán la señal correspondiente en tiempo real y a través del mismo protocolo al sistema de control del OS.

Los proveedores recibirán una señal que indique con qué señal PTR se está efectuando el seguimiento de la respuesta.

5. Impacto del seguimiento del PTR en el programa final del BRP.

La energía aFRR reconocida a un proveedor se calcula teniendo en cuenta su PTR. Por ello, en todos los periodos de programación en los que ese proveedor participe en el servicio de regulación secundaria (periodos en los que haya enviado ofertas de energía aFRR junto con los 5 minutos previos y posteriores) el seguimiento del PTR es obligatorio.

No obstante, en los periodos de programación en los que un proveedor no participa en el servicio, es decir, no ha enviado ofertas de energía aFRR, el seguimiento del PTR es opcional. Cada proveedor podrá elegir voluntariamente entre las siguientes opciones:

- Opción 1: seguimiento del PTR ligado a la participación en el servicio de regulación secundaria.
- Opción 2: seguimiento del PTR en todos los periodos de programación.

La opción elegida será un dato estructural que aplicará en todos los periodos de programación en los que el proveedor no participe en el servicio. El cambio de una opción a otra será comunicado al OS con la suficiente antelación, quien indicará al proveedor la fecha de aplicación del cambio, en su caso.

En la siguiente tabla se muestran los periodos en los que un proveedor debe hacer seguimiento del PTR en función de las ofertas enviadas y de la opción elegida:

Tipo de QH		Seguimiento del PTR	
Oferta en el QH	Ofertas en los QH anterior y/o posterior	Opción 1	Opción 2
No	No	No sigue el PTR.	Sí sigue el PTR.
No	Sí	Sí sigue el PTR en los 5 últimos/primeros minutos. No sigue el PTR el resto del periodo.	Sí sigue el PTR.
Sí	Sí/No	Sí sigue el PTR.	Sí sigue el PTR.

ANEXO III

Descripción técnica del Sistema de Regulación Secundaria (SRS)

1. Introducción.

El objetivo de la regulación secundaria es mantener la frecuencia y los intercambios netos con otros bloques de control frecuencia-potencia en los valores de consigna restaurando la reserva primaria utilizada, teniendo en cuenta asimismo las señales correctoras recibidas de las plataformas europeas IGCC y PICASSO.

Para realizar esta labor, el SRS coordina directamente los AGC de los proveedores repartiendo la necesidad de energía aFRR, y transmitiendo a cada AGC el valor de potencia que debe aportar, de acuerdo con el resultado de la asignación de ofertas de energía aFRR en el mercado de activación de regulación secundaria. A su vez, genera los resultados del servicio utilizados para su liquidación con cada proveedor del servicio.

Por motivos de seguridad, el sistema está duplicado: el OS dispone de un SRS principal en el Centro de Control Eléctrico (CECOEL), y un SRS de respaldo en el Centro de Control de Respaldo (CECORE).

Los valores de los parámetros que figuran en este anexo vienen establecidos en el documento Guía de implantación del Servicio de Regulación Secundaria en el sistema eléctrico español, disponible para los participantes del mercado.

2. Funciones del OS con relación al SRS.

- Determinación del estado y modo de funcionamiento del sistema SRS.
- Determinación del estado y modo de regulación de cada proveedor.
- Cálculo de la señal de entrada al control (LFCinput):
 - Cálculo del Error de Control de Área (ACE) del sistema eléctrico peninsular español.
 - Inclusión de las señales de corrección de las plataformas PICASSO e IGCC en los casos que corresponda.

- Cálculo de las necesidades de activación de aFRR en cada ciclo de ejecución, a partir del procesado de la señal de entrada (LFCinput), con un control de tipo proporcional-integral.
- Cálculo del requisito total de activación de aFRR. Este requisito es la señal P_{target} .
- Reparto del requisito de activación entre los proveedores, de acuerdo con las ofertas de energía aFRR ordenadas según la lista de orden de mérito (LMOL) y generando las señales de activación $PaFRRset_b$ para cada proveedor b .
- Cálculo y envío del programa en tiempo real de cada proveedor (PTR_b).
- Cálculo y envío de la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades físicas incluidas en cada proveedor (P_{out_b}).
- Supervisión de la respuesta de los proveedores.
- Cálculo de energías aFRR y precios para el proceso liquidatorio.

3. Funciones de los proveedores del servicio.

El SRS requiere que tanto el regulador maestro como los AGC de los proveedores permanezcan en comunicación, y que cada proveedor b realice las siguientes funciones:

- Recepción de su programa en tiempo real (PTR_b) calculado por el Regulador Maestro.
- Cálculo y envío de su programa en tiempo real de respaldo (PTR'_b).
- Recepción de la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades incluidas en el proveedor del servicio (P_{out_b}).
- Envío de la potencia activa agregada generada o consumida por sus unidades físicas ($P_{out'_b}$).
- Envío de la potencia de generación en control (PGC_b).
- Recepción de su requisito de activación de aFRR ($PaFRRset_b$), asignado por el regulador maestro.
- Seguimiento de su programa en tiempo real PTR_b o de su programa en tiempo real de respaldo PTR'_b , de acuerdo con las condiciones descritas en el anexo II.
- Activación de la energía aFRR asignada por el regulador maestro ($PaFRRset_b$), de acuerdo con los requisitos de respuesta descritos en el apartado 9.
- Transmisión de las señales principales y de respaldo a los centros de control CECOEL y CECORE, recogidas en la Guía de Implantación de SRS.

4. Estados y modos de regulación de los proveedores del servicio.

4.1 Estados de regulación de los proveedores del servicio.

Un proveedor b puede encontrarse en los siguientes estados de regulación seleccionables manualmente. El estado del proveedor indica su condición actual y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos efectuados por el SRS:

- ON: El proveedor participa en el servicio. En este caso, el regulador maestro calculará su requisito de regulación $PaFRRset_b$, dependiendo del modo en el que se encuentre el proveedor.
- OFF: El proveedor no participa en el servicio. En este caso, el regulador maestro hará nulo su requisito de regulación $PaFRRset_b$.
- OFF REE: El proveedor no participa en el servicio debido a un requerimiento enviado desde el regulador maestro, que hará nulo su requisito de regulación $PaFRRset_b$.
- PRUEBAS: El proveedor está realizando pruebas de regulación.

4.2 Modos de regulación de los proveedores.

En caso de que un proveedor se encuentre en estado OFF u OFF REE, su modo de regulación será también OFF u OFF REE, respectivamente.

Cuando un proveedor está en estado ON, su modo de regulación indica su condición actual según su respuesta y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos efectuados por el SRS y en las liquidaciones asociadas. Los modos de regulación y las condiciones asociadas a cada uno de ellos son los siguientes:

– Modo SIN PARTICIPACION: El proveedor no participa en el servicio: no hay ofertas válidas en el período de programación del instante t , ni el instante t corresponde a los 5 minutos anteriores ni posteriores a un periodo de programación con ofertas válidas.

En este modo de regulación, el regulador maestro hará nulo el requisito de regulación del proveedor.

– Modo INACTIVO: El proveedor está en estado ON, pero algún dato recibido de su AGC no permite que participe en el servicio con normalidad. En este modo de regulación, el regulador maestro mantendrá el cálculo del requisito de regulación de acuerdo con lo especificado en el apartado 7 de este anexo.

En los cuatro modos de regulación que se describen a continuación, se cumplen las condiciones de que el proveedor está en estado ON, su PTR y Pout son válidos, y su AGC está en ON. En los cuatro casos el requisito de regulación se calculará de acuerdo con lo especificado en el apartado 7, y el modo de regulación se determinará de acuerdo con lo especificado en el apartado 8.

– Modo ACTIVO: La potencia entregada por el proveedor está dentro del canal de respuesta admisible.

– Modo ERROR: La potencia entregada por el proveedor se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento, aunque éste se encuentra por debajo del umbral de mala respuesta del proveedor.

– Modo ALERTA: La potencia entregada por el proveedor se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento, superior al umbral de mala respuesta del proveedor y esta condición se mantiene durante un tiempo TALERTA inferior a un umbral de tiempo T_{AT} .

– Modo MALA RESPUESTA: La potencia entregada por el proveedor se encuentra fuera del canal de respuesta admisible y se está generando un error de seguimiento, superior al umbral de mala respuesta del proveedor y esta condición se mantiene durante un tiempo TALERTA superior a un umbral de tiempo T_{AT} .

5. Estados y modos de funcionamiento del SRS.

El regulador maestro podrá encontrarse en dos estados de regulación, seleccionables manualmente.

En el estado OFF el regulador maestro no ejecuta ninguna de las funciones de regulación, y supone la desconexión automática de las plataformas europeas IGCC y PICASSO, cuando aplique.

En el estado ON se ejecutan las funciones de regulación habituales. En este estado, SRS se encontrará siempre en alguno de los modos de funcionamiento que se indican a continuación, y determinan el cálculo del LFCinput:

– Modo NORMAL: En este modo, el regulador maestro calculará la señal LFCinput como se indica en el apartado 6.1.

– Modo FRECUENCIA: En este modo, el sistema peninsular se encuentra desconectado de Francia o se comporta como si lo estuviera, por lo que se prioriza el control del desvío de frecuencia. El regulador maestro calculará la señal de entrada como:

$$LFCinput = - 10 \cdot BIAS \cdot \Delta f$$

– Modo FROZEN: En este modo, SRS mantendrá constantes las variables LFCinput, Ptarget y PaFRRset.

– Modo MANUAL: En este modo, el OS podrá sustituir el valor del desvío de potencia de Francia, Portugal y/o el valor correspondiente al del desvío de frecuencia por un valor manual en MW.

– Los modos de regulación FRECUENCIA, FROZEN y MANUAL supondrán la desconexión automática de las plataformas IGCC y PICASSO, cuando aplique.

6. Algoritmo de control.

6.1 Cálculo del requerimiento total peninsular (LFCinput).

La señal de entrada al control se obtiene a partir del error de control de área (ACE) calculado, pudiendo ser modificada por los términos de corrección de las plataformas IGCC y PICASSO cuando aplique.

La señal de entrada al control, LFCinput, se calcula en general como:

$$LFCinput = -ACE + part_{in} * P_{in,corr} + part_{afrr} * P_{afrr,corr}$$

Donde:

- ACE: Error de control de área.
- $P_{in,corr}$: Término de corrección de IGCC recibido de la plataforma IGCC.
- $part_{in}$: Flag de participación en IGCC.
- $P_{afrr,corr}$: Término de corrección de aFRR recibido de la plataforma PICASSO.
- $part_{afrr}$: Flag de participación en PICASSO.

6.2 Cálculo del error de control de área (ACE).

El ACE se calcula como sigue:

$$ACE = NIDR + 10 * BIAS * \Delta f$$

Donde:

– NIDR ([MW]): desvío del intercambio neto respecto al programado entre el sistema eléctrico español peninsular y los sistemas francés y portugués.

– BIAS ([MW/Hz]): Coeficiente de regulación en la corrección del desvío de frecuencia del bloque de control de España peninsular, asignado anualmente por ENTSO-E.

– Δf ([Hz]): Desvío de frecuencia, calculado según la siguiente expresión:

$$\Delta f = f_a - f_s$$

Donde:

- f_a : frecuencia medida por el OS.
- f_s : frecuencia programada en el sistema interconectado europeo. En ausencia de un valor establecido de frecuencia programada, se tomará por defecto la frecuencia nominal del sistema (50,00 Hz).

6.3 Cálculo del desvío neto de intercambio.

El desvío neto de intercambio, NIDR ([MW]), se calcula como:

$$NIDR = NIDF + NIDP$$

Siendo NIDF el desvío neto de intercambio con Francia, y NIDP el desvío neto de intercambio con Portugal.

El desvío de intercambio neto con Francia se calcula como la diferencia entre el flujo de intercambio neto en las interconexiones España-Francia y el intercambio neto programado.

El desvío de intercambio neto con Portugal se calcula como la diferencia entre el flujo de intercambio neto en las interconexiones España-Portugal y el intercambio neto programado.

Los intercambios netos programados se calculan a partir de los programas comerciales de intercambio recibidos para cada periodo de programación, con una rampa de cambio de duración de 10 minutos que comienza 5 minutos antes del cambio de periodo de programación y termina 5 minutos después de dicho cambio.

6.4 Criterio de signos en el control.

Las fórmulas en el modelo de control responden al criterio de signos ENTSO-E.

En lo que se refiere a los intercambios internacionales, el criterio de signos es positivo en sentido exportador, tanto en la frontera con Francia como en la frontera con Portugal. Así, un desvío en sentido exportador dará lugar a una componente positiva en el ACE. Asimismo, un desvío de frecuencia positivo da lugar a una componente positiva del ACE.

El error de control de área, ACE, entra en el control cambiado de signo. Un ACE positivo dará lugar a una componente del LFCinput negativa mientras que un ACE negativo dará lugar a una componente del LFCinput positiva.

6.5 Control proporcional-integral.

La señal de entrada al control, LFCinput, se procesa mediante un controlador proporcional – integral (PI). El objeto de este tipo de control es minimizar el error en régimen permanente en el seguimiento de la señal de entrada. La salida del controlador PI se obtiene como:

$$LFC_{output}(t) = K_p * LFC_{input}(t) + IntLFC(t)$$

Donde:

- K_p es la constante proporcional del controlador PI.
- IntLFC es la integral de la señal de entrada al control, calculada en cada ciclo de ejecución t como:

$$IntLFC(t) = K_i * T_{AGC} * LFC_{input}(t) + IntLFC(t - 1)$$

Donde:

- $T_{AGC} = 4$ segundos, tiempo del ciclo de control.
- $K_i = 1/T_i$, siendo T_i la constante de integración del controlador PI en segundos.

El valor de la componente integral del control se limita a un valor máximo parametrizable (filtro anti-windup). Esta limitación tiene como objeto evitar que la componente integral del control crezca indefinidamente ante desvíos prolongados en el tiempo. Este efecto provocaría retrasos en la acción del control ante cambios de signo en la señal de entrada, que ralentizarían el funcionamiento de la regulación.

7. Reparto de los requisitos de activación a los proveedores según la asignación de ofertas de energía aFRR.

La señal Ptarget de activación de energía aFRR es la entrada al algoritmo local de casación. Este algoritmo determina en cada ciclo de ejecución las ofertas de aFRR que se deben activar, aplicando la lista de orden de mérito de ofertas (LMOL). El algoritmo de casación da, como salidas, las consignas de activación PaFRRset para cada proveedor.

Dependiendo del estado de cada proveedor o de la disponibilidad de las unidades que lo componen, puede haber bloques de oferta que se marquen como no válidos. Estos bloques de oferta no son tenidos en cuenta en el proceso de casación.

Las reglas del proceso de asignación de ofertas de aFRR son las siguientes:

– Se asignarán los bloques de oferta desde el más competitivo hasta el menos competitivo, hasta alcanzar el valor de Ptarget. Así, en el caso de ofertas a subir, se seleccionarán primero las ofertas con precio negativo mayor⁽⁷⁾ hasta las últimas de precio positivo mayor. En el caso de ofertas a bajar, se seleccionarán primero las ofertas con precio positivo mayor hasta las últimas con precio negativo mayor.

⁽⁷⁾ Mayor en valor absoluto.

– Para valores de Ptarget positivos se utilizará el LMOL de energía aFRR a subir, que dará lugar a valores de PaFRRset positivos. Cuando el volumen de aFRR activado es negativo y Ptarget es positivo, el proveedor del servicio deberá desactivar su aFRR a bajar previamente a cumplir con la nueva consigna de aFRR ≥ 0 asociada a dicho Ptarget positivo⁽⁸⁾.

⁽⁸⁾ Pueden producirse cambios de signo en Ptarget, y por lo tanto en la asignación PaFRRset, habiendo PaFRR activada en signo contrario por algún BSP, debido a que la dinámica de respuesta no es instantánea. La denominación «desactivar» se refiere en este contexto a una vuelta al estado previo de una activación de aFRR, entendiendo esta activación para las dos direcciones, tanto a subir (aportación de generación) como a bajar (reducción de generación). Podría ocurrir por tanto una situación en la que se parta de energía activada a bajar (reducción de generación) pero que en el siguiente ciclo la regulación pida energía a subir (aportación de generación). En este caso, el requerimiento podría ser de magnitud suficiente como para que se produzca la desactivación de la energía a bajar previamente asignada (vuelta al estado inicial) y se asigne aFRR en sentido positivo (a subir).

– El sistema de control tendrá cargada con suficiente antelación una primera versión del LMOL construido con las ofertas de respaldo referidas en el apartado 6.1 de este procedimiento de operación. En caso de que se produzcan fallos que impidan el uso del LMOL definitivo por parte del Regulador Maestro, el sistema de control utilizará el LMOL construido con las ofertas de respaldo como entrada al algoritmo de asignación de ofertas de energía aFRR. Los proveedores del servicio deberán seguir las consignas PaFRRset, como en cualquier otra situación. A través de las señales en tiempo real de REOFUP y REOFDW podrán conocer en todo momento los volúmenes de sus ofertas con los que cuenta el Regulador Maestro (independientemente de si su origen es el LMOL definitivo o LMOL de respaldo).

– Para valores de Ptarget negativos se utilizará el LMOL de energía aFRR a bajar (independiente del LMOL de energía aFRR a subir), que dará lugar a valores de PaFRRset negativos. Cuando el volumen de aFRR activado es positivo y Ptarget es negativo, el proveedor del servicio deberá desactivar su aFRR a subir previamente a cumplir con la nueva consigna de aFRR ≤ 0 asociada a dicho Ptarget negativo.

– Solo se asignarán los bloques de oferta marcados como válidos.

– En el caso de que haya varios bloques de ofertas con el mismo precio, dichas ofertas se activarán de forma simultánea por prorrata según su tamaño, hasta agotar dichas ofertas, con precisión de un decimal.

– El último bloque de oferta asignado se divide hasta alcanzar el valor de Ptarget, con precisión de un decimal.

– Una vez que se hayan asignado los bloques de oferta necesarios para casar la necesidad de activación P_{target} , se sumarán para cada proveedor del servicio los volúmenes de aFRR asignadas (MW), para obtener el valor de consigna de activación en ese ciclo: $PaFRRset_b(t)$.

– El precio del último bloque de oferta asignado en la casación de cada ciclo se registrará como precio marginal en ese ciclo:

- Cuando P_{target} es positiva, es decir, para activaciones de energía de regulación secundaria a subir, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a subir $\lambda MEaFRRUP_t$. El precio marginal a bajar, $\lambda MEaFRRDW_t$, será cero.

- Cuando P_{target} es negativa, es decir, para activaciones de energía de regulación secundaria a bajar, el precio del último bloque de oferta asignado se registrará como el precio marginal a bajar $\lambda MEaFRRDW_t$. El precio marginal a subir, $\lambda MEaFRRUP_t$, será cero.

- Cuando P_{target} es cero, tanto el precio marginal a subir como el precio marginal a bajar será cero.

8. Supervisión de respuesta de los proveedores del servicio.

La supervisión de la respuesta de los proveedores se basa en la comparación de su entrega de potencia aFRR con un rango de valores esperados, que se calculan a partir de su programa y de la consigna de activación $PaFRRset$. Este rango de valores forma un canal de respuesta admisible, dentro del cual la respuesta del proveedor se considera adecuada. Cada proveedor tiene un modo de funcionamiento asignado en cada ciclo en función de la permanencia dentro de este canal de respuesta admisible.

8.1 Cálculo de la potencia total entregada por el proveedor.

La potencia total entregada por un proveedor en cada ciclo de ejecución se calcula como sigue:

Si el estado de regulación del proveedor es ON y su modo de regulación es ACTIVO, ERROR, ALERTA, MALA RESPUESTA o INACTIVO:

$$P_{out,b}(t) = \sum_i P_i(t)$$

Donde $P_i(t)$ es la potencia activa medida o calculada en el punto de conexión a red de la unidad física i , correspondiente al proveedor del servicio b . Este valor se contabiliza con criterio generador, esto es, positivo cuando la potencia es inyectada al sistema.

A efectos de este cálculo, se utilizarán las telemidas de potencia activa recibidas en barras de central de todas las instalaciones pertenecientes a unidades de programación habilitadas que formen parte de cada proveedor del servicio, independientemente de si están o no participando en control en un determinado instante. Se tendrán en cuenta las siguientes consideraciones:

- Para trasladar la telemida de barras de central, conforme al P.O. 9.2, al punto de conexión con la red se deben utilizar coeficientes, que serán comunicados por el proveedor del servicio al OS, el cual podrá solicitar una modificación de los mismos.

- No se incluirán las telemidas negativas de instalaciones de almacenamiento (modo consumo), salvo que pertenezcan a UP habilitadas en el servicio en modo consumo.

- Para las instalaciones de autoconsumo se empleará la medida del vertido, obtenida sumando la telemida de la generación en barras de central y la del consumo asociado.

– Para las instalaciones con varias fronteras, se deberá remitir al OS la telemida de cada frontera, incluyendo las fronteras de consumos auxiliares e indicando si se deben considerar para el cálculo del P_{out} .

– En caso de que la telemida en barras de central no considere los consumos de servicios auxiliares:

- Si los consumos auxiliares son despreciables, no será necesario el envío de su telemida.

- Si los consumos auxiliares no son despreciables y se deben considerar para el cálculo del P_{out} :

- Si puede captarse la telemida, deberá enviarse la telemida de dichos consumos.

- Si no puede captarse la telemida, el factor de corrección deberá tener en cuenta no sólo la traslación de barras de central al punto de conexión a la red, sino también los consumos auxiliares descontados.

– En el caso de ciclos combinados multieje, se deberá remitir una telemida por cada turbina y frontera.

– Para las instalaciones de demanda se utilizará la telemida de cada unidad física habilitada incluyendo las pérdidas del sistema, conforme a la metodología que establezca el OS. Para ello se utilizarán los coeficientes de pérdidas del sistema publicados en BOE (Art 11 de la Circular 3/2020).

El proveedor del servicio calculará y enviará al OS la potencia activa agregada generada o consumida por las unidades físicas incluidas en el proveedor del servicio ($P_{out,b}$), calculada con los mismos criterios. La utilización del valor calculado o el valor recibido será seleccionable manualmente por el OS, indicándose a cada proveedor del servicio cuál de los dos está activado mediante una señal en tiempo real.

Si bien tanto el cálculo de energía aFRR entregada como el seguimiento de la respuesta en tiempo real se realizarán en base a la respuesta agregada de todas las UP del proveedor del servicio, la observabilidad del OS se mantiene a nivel de unidad física.

La potencia total entregada por el conjunto de los proveedores se calcula como:

$$P_{out\ tot}(t) = \sum_b P_{out,b}(t)$$

8.2 Cálculo de la potencia aFRR entregada por el proveedor.

El regulador maestro calcula la potencia aFRR entregada por el proveedor como la diferencia entre la potencia activa de las unidades del proveedor y su programa de potencia en tiempo real (PTR). La definición de PTR y los detalles de su cálculo se recogen en el anexo II.

El PTR de cada proveedor será calculado tanto por el OS (señal PTR) como por el proveedor correspondiente (señal PTR). La utilización de un valor u otro será seleccionable por el OS, indicándose a cada proveedor cuál de los dos se está utilizando.

La potencia aFRR entregada en cada ciclo t por cada proveedor b se calcula como sigue:

Si su modo de regulación es ACTIVO, ERROR, ALERTA, MALA RESPUESTA o INACTIVO y su estado de operación es igual a ON:

$$P_{aFRR,b}(t) = P_{out,b}(t) - PTR_b(t)$$

En otro caso:

$$P_{aFRR,b}(t) = 0$$

Donde $PTR_b(t)$ es el valor del programa en tiempo real del proveedor b en el instante t .

La potencia aFRR total entregada por el conjunto de los proveedores será igual a:

$$P_{aFRRtot}(t) = \sum_b P_{aFRR,b}(t)$$

Donde el subíndice b indica el número de proveedor del servicio.

8.3 Cálculo del canal de respuesta admisible de los proveedores.

El canal de respuesta admisible calculado para cada proveedor es la herramienta para determinar si éste responde razonablemente dentro de las condiciones de programa en tiempo real y asignación de PaFRR en cada momento. Este canal se calcula a partir de las variables que se indican a continuación:

– Potencia aFRR deseada. Es la potencia aFRR que correspondería en cada ciclo t a la consigna PaFRRset enviada al proveedor en el ciclo anterior $t-1$:

$$P_{aFRRdeseada,b}(t) = P_{aFRRsetb}^{(t-1)}$$

– Potencia aFRR esperada. Es el valor de potencia aFRR que correspondería al seguimiento de las consignas PaFRRset por un sistema lineal de primer orden, con constante de tiempo $T=100$ s. Su valor en cada ciclo t viene dado por:

$$P_{aFRResperada,b}(t) = \alpha_1 * P_{aFRRdeseada,b}(t) + (1 - \alpha_1) * P_{aFRResperada,b}(t - 1)$$

Donde α_1 es el cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y T es la constante de tiempo de seguimiento.

$$\alpha_1 = \frac{T_{SRS}}{T}$$

– Banda de tolerancia asociada al PTR.

La supervisión de la respuesta de un proveedor está ligada al seguimiento de su PTR. Por ello, se define una banda de tolerancia $BTOL_b$ que forma parte del canal de respuesta admisible y que se calcula en cada ciclo como:

$$BTOL_b(t) = |PTROL * PTR_b(t)| \text{ si } |PTROL * PTR_b(t)| \leq BTOLMAX \text{ y } |PTROL * PTR_b(t)| \geq BTOLMIN$$

$$BTOL_b(t) = BTOLMAX \text{ si } |PTROL * PTR(t)| > BTOLMAX$$

$$BTOL_b(t) = BTOLMIN \text{ si } |PTROL * PTR(t)| < BTOLMIN$$

Donde:

– PTROL: es el tanto por ciento de error admitido⁹ en el seguimiento del PTR.

⁹ A efectos de definición del canal de respuesta admisible.

– BTOLMAX: error máximo admitido en el seguimiento del PTR, en MW.

– BTOLMIN: error mínimo admitido en el seguimiento del PTR, en MW.

A partir de los parámetros y variables referidos, se calcula el canal de respuesta admisible como la banda entre dos valores, superior e inferior, que se calculan como sigue:

$$CANALTP_b(t) = PTR_b(t) + BTOL_b(t) + \max(P_{aFRRdeseada,b}(t), P_{aFRResperada,b}(t))$$

$$CANALBT_b(t) = PTR_b(t) - BTOL_b(t) + \min(P_{aFRRdeseada,b}(t), P_{aFRResperada,b}(t))$$

8.4 Error de seguimiento.

Cuando el valor P_{out} de un proveedor esté fuera del canal de la respuesta admisible, se computará un error de seguimiento. El valor de este error se compara con el umbral de mala respuesta AT para determinar el modo de regulación del proveedor.

El error de seguimiento de un proveedor b en cada ciclo t se calcula como sigue:

Cuando P_{out} Se encuentra dentro del canal de respuesta admisible ($CANALBT \leq P_{out} \leq CANALTP$):

$$ERR_b(t) = 0$$

Cuando el error es por exceso ($P_{out} > CANALTP$):

$$ERR_b(t) = P_{out,b}(t) - CANALTP_b(t)$$

Cuando el error es por defecto ($P_{out} < CANALBT$):

$$ERR_b(t) = CANALBT_b(t) - P_{out,b}(t)$$

El error de seguimiento se pasa a través de un filtro de retardo y se limita para evitar que crezca indefinidamente. Además, en caso de anularse el error de seguimiento (vuelta al canal de respuesta admisible), y para no retrasar la vuelta a modo ACTIVO del proveedor, se anulará el error retardado, como se indica a continuación:

$$\begin{aligned} ERRret_b(t) &= \alpha_2 * ERR_b(t) + (1 - \alpha_2) * ERRret_b(t-1) \\ &= \alpha_2 * ERR_b(t) + (1 - \alpha_2) * ERRret_b(t-1) \end{aligned}$$

Si $ERRret_b(t) \leq K * AT_b$

$$ERRret_b(t) = K * AT_b$$

Si $ERRret_b(t) > K * AT_b$

$$ERRret_b(t) = 0$$

Si $ERR_b(t) = 0$

Donde:

– α_2 es el cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo (4 segundos) y la constante de tiempo T2.

– K es la constante que limita el valor del error de respuesta retardado del proveedor i, para evitar que crezca de forma indefinida.

– AT_b es el umbral de mala respuesta del proveedor b en el período de programación QH, calculado como se indica en el apartado 8.5 de este anexo.

8.5 Cálculo del umbral de mala respuesta.

El umbral de mala respuesta AT se calcula para cada proveedor b en cada período de programación QH según se indica a continuación:

$$AT_b(QH) = \max (K2 * (VAE_{bajar,b}(QH) + VAE_{subir,b}(QH)), AT_{min})$$

Donde:

- $VAE_{bajar,b}$ es el volumen de asignación esperado a bajar del proveedor b y $VAE_{subir,b}$ es el volumen de asignación esperado a subir del proveedor b.
- K2 es el porcentaje del volumen de asignación esperado utilizado para el cálculo del umbral AT.
- AT_{min} es el valor mínimo de umbral de mala respuesta.

El volumen de asignación esperado VAE de un proveedor se calcula como la suma de sus ofertas de aFRR que están incluidas en el LMOL por debajo del nivel total de reserva de aFRR en cada periodo de programación, para cada sentido. Este nivel total de reserva de aFRR es el dimensionado para todo el sistema en cada período de programación.

8.6 Activación de las condiciones con error de seguimiento.

Si la potencia entregada por un proveedor está fuera del canal de respuesta admisible, se modificará su modo de regulación.

Las condiciones que se activan cuando hay un error de seguimiento no nulo en un proveedor en modo de regulación distinto de OFF y OFF REE, son las siguientes:

- Si $ERRret_b > 0$ y $ERRret_b \leq AT_b$ se activa la condición de paso a modo de regulación ERROR.
- Si $ERRret_b > AT_b$ se activa la condición de paso a modo de regulación ALERTA. Se activa asimismo un contador de tiempo de permanencia en ALERTA, T_{ALERTA} .
- Si $ERRret_b > AT_b$ y el tiempo de permanencia en alerta, T_{ALERTA} , es superior a un tiempo máximo T_{AT} , se activa la condición de paso a modo de regulación MALA RESPUESTA.

En la transición entre períodos de programación QH, puede ocurrir que el cálculo del VAE de cada proveedor del servicio varíe significativamente por cambios en la estructura de ofertas entre el período anterior (QH-1) y el período actual (QH). Por ello, y para evitar reducciones bruscas de los umbrales de mala respuesta que puedan afectar al seguimiento de desasignaciones por parte de los proveedores del servicio, durante los primeros 5 minutos de cada QH se aplicará a cada proveedor del servicio b el valor máximo entre el umbral de mala respuesta AT_b en el período (QH-1) y el período (QH):

$$AT_b(QH, 5 \text{ primeros minutos}) = \max (AT(QH - 1), AT(QH))$$

9. Cálculos de reserva.

Para mantener el funcionamiento seguro del sistema y el servicio de regulación secundaria, es necesario que el regulador maestro calcule en tiempo real la cantidad de reserva disponible en el sistema por proveedor. Los cálculos de la reserva disponible en tiempo real por proveedor son necesarios para conocer los recursos de regulación disponibles en cada momento y para evaluar si los proveedores disponen de una reserva que avale las ofertas presentes en el LMOL.

9.1 Cálculo de reserva real disponible basada en límites de generación.

La reserva real disponible se calculará para cada proveedor en modo de regulación ACTIVO, ERROR, ALERTA, MALA RESPUESTA e INACTIVO:

La potencia de generación en control se calcula como sigue:

$$PGC_b(t) = \sum_i P_i(t)$$

Donde $P_i(t)$ es la potencia activa de la unidad física i , correspondiente al proveedor b , con criterio generador, y encontrándose la unidad i en estado de regulación ON (solo se tienen en cuenta en el cálculo las unidades bajo control del AGC). A efectos de este cálculo, se considerarán los mismos criterios aplicados en el cálculo de Pout, explicados en el apartado 8.1 de este anexo.

Los límites de generación calculados se obtienen según:

$$CLIMSUP_b(t) = \sum_i RegHi_i(t)$$

$$CLIMINF_b(t) = \sum_i RegLo_i(t)$$

Donde $RegHi_i(t)$ y $RegLo_i(t)$ son los límites de regulación superior e inferior de las unidades con el estado de regulación ON del proveedor b .

El regulador maestro seleccionará el valor final de los límites de generación en control por proveedor $PGCSUP(t)_b$ y $PGCINF(t)_b$ entre los valores calculados por el SRS ($CLIMSUP(t)_b$ y $CLIMINF(t)_b$) y los recibidos de los proveedores $LIMSUP(t)_b$ y $LIMINF(t)_b$, de forma automática de acuerdo al siguiente criterio:

$$PGCSUP(t)_b = LIMSUP(t)_b \text{ si } CLIMSUP(t)_b > LIMSUP(t)_b$$

en otro caso

$$PGCSUP(t)_b = CLIMSUP(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = LIMINF(t)_b \text{ si } CLIMINF(t)_b < LIMINF(t)_b$$

en otro caso

$$PGCINF(t)_b = CLIMINF(t)_b$$

Para evitar inconsistencias, los valores a utilizar como límites superior e inferior $PGCSUP(t)_b$ y $PGCINF(t)_b$ se obtienen según:

Si $PGC(t)_b > PGCSUP(t)_b$ se tomarán como límites los siguientes valores:

$$PGCSUP(t)_b = PGC(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = PGCINF(t)_b$$

Si $PGCSUP(t)_b \leq PGC(t)_b \leq PGCINF(t)_b$

$$PGCSUP(t)_b = PGCSUP(t)_b$$

$$PGCINF(t)_b = PGCINF(t)_b$$

Si $PGCINF(t)_b' > PGC(t)_b$ se tomarán como límites los siguientes valores:

$$PGCSUP(t)_b = PGCSUP(t)_b'$$

$$PGCINF(t)_b = PGC(t)_b$$

La reserva disponible a subir y a bajar de cada proveedor b se calcula como:

$$RESAUP_b(t) = PGCSUP_b(t) - PGC_b(t)$$

$$RESADW_b(t) = PGC_b(t) - PGCINF_b(t)$$

Donde PGC_b es la potencia de generación en control del proveedor b, y $PGCSUP_b$, $PGCINF_b$ son los límites superior e inferior de su potencia de generación en control seleccionados.

De esta forma, para el cálculo de la reserva real disponible en cada proveedor, se utilizará el menor de los valores de reserva entre el resultante de utilizar los límites calculados por el SRS, y el resultante de utilizar los límites enviados por el proveedor.

El SRS calculará la reserva total a subir y a bajar, como la suma de las reservas reales a subir y a bajar de los proveedores en estado de regulación ON.

$$RESAUP_{tot}(t) = \sum_b RESAUP(t)_b$$

$$RESADW_{tot}(t) = \sum_b RESADW(t)_b$$

Donde:

b. proveedores del servicio en estado de regulación ON.

9.2 Cálculo de reserva ofertada.

El regulador maestro calculará la reserva ofertada disponible a subir y a bajar de cada proveedor de los volúmenes de energía de los bloques de ofertas válidos del proveedor.

Para los proveedores en ESTADO OFF u OFF REE se considerará cero sus valores de reserva ofertada.

Para cada proveedor b en MODO de Regulación INACTIVO, ACTIVO, ERROR, ALERTA y MALA RESPUESTA, se calculará la reserva ofertada a subir y a bajar como:

$$REOFUP_{b,q} = \sum_{i=1}^{BL} VolOfUP_{b,q}$$

$$REOFDW_{b,q} = \sum_{i=1}^{BL} VolOfDW_{b,q}$$

Donde i son las ofertas del proveedor b para ese periodo de programación y $VolOfUP(qh)$ i y $VolOfDW(qh)$ i son los Volúmenes de las Ofertas Válidas a subir generación y bajar generación del proveedor en ese periodo de programación.

Caso MODO de Regulación OFF, OFF REE o SIN PARTICIPACION:

$$REOFUP_{b,q} = 0$$

$$REOFDW_{b,q} = 0$$

El regulador maestro calculará la reserva ofertada total como:

$$REOFUP_{totq} = \sum_{b=1} V_{oOfUP_{b,q}}$$

$$REOFDW_{totq} = \sum_{b=1} V_{oOfDW_{b,q}}$$

9.3 Cálculo del margen de reserva ofertada disponible.

El margen de reserva ofertada disponible por cada proveedor se calculará en cada ciclo de control, como la diferencia entre la reserva ofertada subir/bajar por cada proveedor y la secundaria ya activada por cada proveedor, en cada ciclo de control.

Si $-REOFDW_b(qh) < PaFRR_b(t) < REOFUP_b(qh)$:

$$REMOFUP_b(t) = REOFUP_b(qh) - PaFRR_b(t)$$

$$REMOFDW_b(t) = REOFDW_b(qh) + PaFRR_b(t)$$

Si $PaFRR_b(t) > REOFUP_b(qh)$:

$$REMOFUP_b(t) = 0$$

$$REMOFDW_b(t) = REOFUP_b(qh) + REOFDW_b(qh)$$

Si $PaFRR_b(t) < -REOFDW_b(qh)$:

$$REMOFUP_b(t) = REOFUP_b(qh) + REOFDW_b(qh)$$

$$REMOFDW_b(t) = 0$$

El regulador maestro calculará el margen de reserva ofertada total en cada ciclo t como:

$$REMOFUP_{tot}(t) = \sum_{b=1}^N REMOFUP(t)_b$$

$$REMOFDW_{tot}(t) = \sum_{b=1}^N REMOFDW(t)_b$$

El regulador maestro calculará el margen de reserva ofertada disponible por cada proveedor en cada ciclo de control t , como el mínimo entre las reservas secundarias en control y las reservas a subir/bajar asignables por el SRS teniendo en cuenta la secundaria ya activada:

$$REMOFDUP_b(t) = \min(RESAUP_b(t), REMOFUP_b(t))$$

$$REMOFDDW_b(t) = \min(RESADW_b(t), REMOFDW_b(t))$$

El regulador maestro calculará la reserva ofertada disponible total en cada ciclo de control t como:

$$REMOFDUP_{tot}(t) = \sum_{b=1}^N REMOFDUP(t)_b$$

$$REMOFDDW_{tot}(t) = \sum_{b=1}^N REMOFDDW(t)_b$$

10. Parámetros utilizados en el Servicio de Regulación Secundaria.

A continuación, se recogen los nombres y las descripciones de los parámetros utilizados por el SRS. Representan magnitudes cuyo valor es introducido manualmente por el OS en el SRS, a diferencia de las variables, cuyo valor proviene de una telemida o un cálculo.

Los valores vigentes de estos parámetros se recogerán en la web de participantes del OS. El OS deberá anunciar la actualización de cualquiera de estos parámetros con un plazo mínimo de quince días naturales de antelación, excepto en el caso de que su modificación resulte urgente por necesidades de seguridad de la regulación

Nombre	Descripción
K_p	Ganancia proporcional sin realimentación AFRR.
K_i	Ganancia Integral (1/T) sin realimentación AFRR.
LiLFCinput	Límite Término Integral en el filtro antiwindup.
ACUMMAX	Valor máximo del acumulador de sobrecarga.
BIAS	Constante de BIAS de España.
UM	Umbral de desvío de frecuencia para paso a modo FRECUENCIA.
BM	Banda muerta del umbral de desvío de frecuencia para paso a modo FRECUENCIA.
T_f	Constante de tiempo de filtrado del desvío con Francia y Portugal.
T_{AGC}	Tiempo de ejecución del algoritmo del regulador maestro.
PTROL	Tanto por ciento de error admitido en el seguimiento del PTR.
BTOLMAX	Error máximo admitido en el seguimiento del PTR.
BTOLMIN	Error mínimo admitido en el seguimiento del PTR.
T_{AT}	Tiempo máximo de permanencia en modo de regulación ALERTA.
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta AT.
K	Constante para limitar el valor del error retardado de zona.
AT_{min}	Valor mínimo del umbral de mala respuesta.
T	Constante de tiempo del patrón de seguimiento de respuesta.
T2	Constante de filtrado de error de seguimiento.
α_1	cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo T de seguimiento.
α_2	cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo T2 de filtrado.

ANEXO IV

Descripción técnica del sistema transitorio de respaldo: Regulación Compartida del Sistema Peninsular (RCP)

1. Introducción

Este anexo contiene la descripción técnica del sistema RCP, sistema transitorio de respaldo del sistema principal de regulación secundaria, SRS.

Si el OS considera inviable el funcionamiento del SRS por motivos técnicos o de seguridad, activará el sistema transitorio de respaldo de vuelta a la RCP descrito en este anexo. El OS comunicará a todos los proveedores el paso de un sistema al otro con la mayor celeridad posible.

Una vez comprobada la robustez del sistema SRS durante un tiempo prudencial, este mecanismo de respaldo desaparecerá.

A efectos de este anexo, los términos zona de regulación y proveedor del servicio de regulación secundaria (Balance Service Provider), son equivalentes.

Para facilitar la conmutación en caso de que sea necesaria, los proveedores del servicio deberán seguir calculando y enviando durante este período transitorio las señales de programa del proveedor del servicio en escalón (PTA/NSI) que será utilizado por la RCP y el desvío NID respecto a dicho programa.

A continuación, se definen los criterios generales para la conmutación entre ambos sistemas:

- Una vez confirmada la necesidad de volver al sistema de la RCP, el OS informará telefónicamente a los proveedores a través de los centros de control. En la medida de lo posible, el OS tratará de informar previamente a los proveedores si considera probable que será necesario realizar este cambio (preaviso).

- Se solicitará el modo de regulación en RCP a los AGC a través de la señal RCP SRS.

- El OS podrá establecer un tiempo máximo de conmutación a la RCP por parte de los proveedores del servicio desde el aviso telefónico, en coherencia con la situación del momento y las necesidades de coordinación con los proveedores disponibles.

- En la medida de lo posible, el OS tratará de informar previamente a los proveedores si considera probable que será necesario realizar este cambio (preaviso).

- Salvo que el OS indique lo contrario, en todo momento será necesario que al menos los proveedores asignados en el mercado de reserva envíen las ofertas obligatorias al mercado de energía (ofertas de respaldo y ofertas finales).

- La vuelta a SRS se realizará siguiendo los mismos principios que en la conmutación de SRS a RCP.

El seguimiento de la respuesta de los proveedores en la RCP se realizará para las UP habilitadas en el servicio de regulación secundaria, al igual que para SRS.

2. Definiciones

RCP: Regulación Compartida Peninsular.

Generación o consumo de la zona (PI): Valor instantáneo del total de las potencias netas de cada una de las unidades pertenecientes a una zona de regulación. En este anexo se entiende por zona de regulación o zona al conjunto de unidades de programación habilitadas que forman parte del proveedor de regulación secundaria.

Programa de generación o consumo de la zona (NSI): Valor instantáneo del total de potencia activa neta que corresponde a la suma del programa cuartohorario de las unidades de generación, almacenamiento o consumo pertenecientes a una zona de regulación.

Desvío de generación o consumo de la zona (NID): Diferencia entre el valor del programa de generación o consumo y la potencia activa neta real de una zona de regulación.

Potencia de generación o consumo en control de la zona (PGC): Valor instantáneo de la suma del consumo o la generación neta activa que está bajo el control del AGC de una zona de regulación.

Desvío del intercambio neto de regulación peninsular (NIDR): Desvío del intercambio neto respecto al programado entre el sistema eléctrico español peninsular y los sistemas francés y portugués.

Requerimiento total de la regulación peninsular (PRR): Potencia adicional que el regulador maestro requerirá al total de las zonas de regulación para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular.

Contribución requerida a la regulación (MCRRFREC): Cantidad de potencia requerida por el regulador maestro a cada uno de los reguladores de zona para anular el desvío del intercambio neto de regulación peninsular y el desvío de frecuencia.

Reserva secundaria de regulación: Potencia activa a subir y a bajar que puede ser movilizada bajo control de una zona de regulación con una constante de tiempo de 100 segundos.

Reserva asignada a las zonas: Valor de consigna de la reserva secundaria a subir y a bajar que debe aportar una zona de regulación como resultado de los mecanismos de mercado.

3. Regulador de Zona

La RCP requiere que tanto el regulador maestro como el de zona permanezcan en comunicación, y realicen las funciones que se les encomiendan.

Entre otras, las funciones del regulador de zona son las que se detallan a continuación:

- Recibir la contribución requerida a la regulación de cada zona (MCRRFREC_i), enviada por el Regulador Maestro, quien lo determina por la función de la RCP tal y como se describe en los apartados posteriores.

- Reducir el valor de su propio error de control de área (ACE_i) a cero con la mínima demora. El ACE_i se calcula atendiendo a las siguientes ecuaciones:

$$ACE_i = \frac{1}{G} \cdot NID_i + MCRRFREC_i \quad (1)$$

$$NID_i = NSI_i - PI_i \quad (2)$$

Donde:

- ACE_i = error de control de área de la zona i.
- NID_i = desvío de potencia respecto a programa de la zona i.
- G = factor de atenuación del desvío de zona.
- MCRRFREC_i = contribución requerida a la regulación de la zona i.
- NSI_i = programa de generación o consumo de la zona i.
- PI_i = generación o consumo de la zona i.

En caso de que la zona esté utilizando su propia medida de frecuencia (modo de respaldo), el ACE_i de zona se calculará incluyendo dicha medida, tal y como se indica en el apartado 7.4.

Transmitir a los Reguladores Maestros los siguientes valores:

- Desvío de generación o consumo de la zona (NID_i).
- Programa de generación o consumo de la zona (NSI_i).

- Desvío de frecuencia con respecto a 50 Hz (Δf_i).
- Potencia de generación o consumo en control (PGC_i).
- Suma de los límites reales⁽¹⁰⁾ superiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCSUP_i).
- Suma de los límites reales⁽¹⁰⁾ inferiores de las unidades incluidas en el cálculo del PGC (PGCINF_i).

⁽¹⁰⁾ Se entiende por límites reales los límites alcanzables de cada unidad cumpliendo los requisitos de velocidad de respuesta del servicio de regulación secundaria.

- Potencia activa de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de regulación de cada unidad de la zona de regulación susceptible de formar parte del cálculo del PGC.
- Estado de activación o suspensión del AGC de la zona.
- Estado que indique el regulador maestro utilizado por el AGC (CECOEL o Centro de Control 2).

4. Regulador Maestro

El regulador maestro es responsable de ejecutar la aplicación de la RCP propiamente dicha. Las funciones fundamentales de la RCP comprenden:

- Determinación del estado de cada zona.
- Determinación del modo de ejecución de la RCP.
- Cálculo del PRR y del MCRRFREC para cada zona.
- Supervisión de la respuesta de cada zona y ajuste de los factores de participación de cada una de ellas.
- Tratamiento de las reservas de la RCP.

5. Estados de Zona de Regulación

Cada zona de regulación tiene asociado un estado, que indica su condición actual y el tratamiento que le corresponde en términos de los cálculos utilizados en la función de la RCP.

El operador puede seleccionar e introducir por pantalla cuatro posibles situaciones de zona:

- ON cuando la zona participa en la regulación compartida.
- OFF cuando la zona no participa en la regulación compartida.
- OFF REE cuando la falta de participación de la zona en la regulación compartida se debe a un requerimiento del regulador maestro.
- PRUEBAS cuando la zona está realizando pruebas de regulación.

El estado de regulación de la zona se determina teniendo en cuenta:

- La situación ON/OFF/OFF REE introducida por el operador.
- el estado del AGC de la zona.
- El estado de control de las unidades incluidas en la zona.
- La validez de los datos de entrada de la zona.
- El resultado de la lógica de control de respuesta.

Los estados de zona de regulación son:

- OFF: La situación de zona introducida por el operador es OFF u OFF REE. Para salir de este modo el operador debe introducir el estado ON.

– INACTIVO: La situación de zona es ON, pero algún dato recibido del regulador de zona no permite que ésta participe en la RCP con normalidad. Se verifica alguna de las condiciones siguientes:

- El AGC de la zona no está activo.
- El NID es inválido.
- El PGC es inválido.
- El límite superior de regulación es menor o igual que el inferior.
- No hay unidades regulando en la zona.
- El programa de generación o consumo de la zona es inválido.

– ACTIVO: La situación de la zona es ON, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP (no cumple los criterios de INACTIVO), y la zona no cumple con el criterio de paso a emergencia descrito en la sección 8.2.

– EMERGENCIA: La situación de la zona es ON, todos los datos recibidos de la zona permiten que ésta participe en la RCP con normalidad (no cumple los criterios de paso a INACTIVO), pero la zona cumple con el criterio de paso a emergencia. El criterio de paso a emergencia de la zona se describe en la sección 8.2.

Una vez que una zona está en este estado permanece en él hasta que se cumpla una de las siguientes condiciones:

- El operador ejecuta un *reset* de la RCP.
- La zona cumple las condiciones que se han descrito para pasar a estado INACTIVO.
- La zona cumple las condiciones para pasar a estado ACTIVO, tal y como se describe en la sección 8.2.

Para evitar inestabilidades en el funcionamiento de la RCP, la salida de la zona del estado OFF y del estado INACTIVO debe ser al estado EMERGENCIA. El error de respuesta se inicializa tal y como se describe en la sección 8.1.

6. Modos de la RCP

6.1 Descripción de los modos de la RCP.

La RCP se ejecuta en cada momento en uno de los seis modos siguientes:

– NORMAL: El modo NORMAL de la RCP representa el estado más deseable de la operación del sistema conjunto.

– FRECUENCIA: El modo FRECUENCIA de la RCP es representativo de la situación en la cual el sistema peninsular, bien se ha quedado aislado de Francia, o bien se comporta como si se hubiese producido dicha situación de aislamiento. La función de la RCP toma las medidas apropiadas tendentes a mantener la seguridad del sistema, las cuales se traducen en regular en modo NORMAL suponiendo un desvío de intercambio nulo ($NIDR = 0$).

El modo FRECUENCIA permanece efectivo hasta que se restablece la conexión con Francia, o desaparece la situación que originó el paso a este modo. La sección 6.2 describe la lógica de paso a modo frecuencia y de la salida del mismo.

– MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA: En este modo, la RCP pasa a regular únicamente el desvío con Francia, actuando como si la Península Ibérica fuese un bloque de control único.

Este modo puede establecerse manualmente, o bien de forma automática cuando la medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado CBLIM.

– FROZEN: Este modo de ejecución hace que todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasen a regular en Modo Permisivo. En este modo se

modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. De esta forma se congela la respuesta esperada de cada zona.

El modo FROZEN se activa automáticamente ante situaciones de emergencia en el sistema europeo (desvíos de frecuencia mayores de MFF mHz con duración superior a MFT segundos). También se podrá conmutar manualmente a este modo cuando la RCP esté funcionando previamente en modo NORMAL o FRECUENCIA.

– NULO: Este modo se establece cuando el modo de la RCP no se puede determinar con certeza como NORMAL, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN.

El modo NULO, una vez que se establece, permanece efectivo bien hasta que uno de los otros modos pueda determinarse sin ambigüedad, o bien hasta que, transcurrido un tiempo NTOLIM dado, la Regulación Compartida pase a modo suspendido automáticamente.

– SUSPENDIDO: La RCP se suspende preventivamente al estar en modo NULO más de un tiempo definido NTOLIM.

6.2 Determinación del modo de la RCP.

El modo de la RCP se determina tras la asignación de los estados de zona, en el orden y forma siguiente:

6.2.1 Chequeo de modo NULO.

Las condiciones de paso a NULO son cualesquiera de las siguientes:

– El valor del desvío del intercambio neto entre España y Francia (NID_F) es inválido (p.e. debido a la pérdida de alguna de las telemidas que forman este valor) y el Sistema Peninsular no está aislado de Francia.

– El valor de la frecuencia $f_a^{(11)}$ es inválido.

⁽¹¹⁾ La RCP dispone de varias medidas de frecuencia ordenadas por prioridad.

– No hay capacidad de regulación, es decir, no existen zonas cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA.

– No puede detectarse con certeza el estado de conexión con Francia.

6.2.2 Chequeo de modo FRECUENCIA.

Si el modo no es NULO, se verifica si se cumple alguna de las condiciones de paso a modo FRECUENCIA:

– Se ha detectado que el sistema peninsular está aislado de Francia.

– El sistema se comporta como si estuviese desconectado de Francia. Para ello se deben cumplir las condiciones siguientes:

• El desvío de frecuencia⁽¹²⁾ es del mismo signo que el desvío con Francia, es decir $\Delta f \cdot NID_F > 0$.

⁽¹²⁾ Nótese que el desvío de la frecuencia se calcula respecto al valor programado (dictado por ENTSO-E para cada período), y no respecto al valor nominal.

• El valor absoluto del desvío de frecuencia es superior a un umbral UM, es decir $\Delta f > UM$. Si en ciclo previo la RCP ya estaba en modo FRECUENCIA, dicho umbral se ve disminuido en una banda muerta BM, es decir $\Delta f > UM - BM$ [Hz].

6.2.3 Chequeo de modo CONTROL BLOCK PENÍNSULA.

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

- La medida del desvío de intercambio con Portugal es inválida.
- La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de ciclos determinado CBLIM.

6.2.4 Chequeo de modo FROZEN.

Las condiciones de paso a este modo son las siguientes:

- La medida del desvío de frecuencia es mayor de MFF [mHz].
- La condición anterior permanece durante un tiempo superior a un número de segundos determinado MFT.

6.2.5 Chequeo de modo NORMAL.

Si tras las comprobaciones anteriores se determina que el modo actual no es NULO, FRECUENCIA, CONTROL BLOCK PENÍNSULA o FROZEN, entonces se deduce que el modo actual es NORMAL.

6.3 Suspensión y activación de la RCP.

La RCP puede ser activada o suspendida por el operador a través de la pantalla por medio de un punto sensible.

Como se indica en la sección 6.1, la RCP puede también ser suspendida automáticamente si el tiempo de funcionamiento en modo NULO supera un umbral NTOLIM.

Transcurrido un tiempo OTOLIM tras la suspensión, la situación de las zonas pasa automáticamente a OFF. La situación de las zonas deberá ser pasada manualmente a ON tras la activación.

7. Algoritmo de la RCP

7.1 Requerimiento total de la regulación peninsular PRR.

El requerimiento total de la regulación peninsular se calcula siempre como sigue:

$$PRR = F(CNID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}) - \sum_{i=1}^N \frac{1}{G} \cdot X_i \cdot NID_i \text{ si } |PRR| \geq DBPRR \quad (4a)$$

o bien:

$$PRR = 0, \text{ si } |PRR| < DBPRR \quad (4b)$$

Donde:

– $F(CNID_R)$ = valor filtrado del desvío del intercambio neto de regulación NIDR, compensado en su caso (véase filtro no lineal en sección 7.2).

– $CNID_R = NID_R + ESTIGCC \cdot P_{corr}$

– ESTIGCC = estado de participación de España en la plataforma IGCC (; tomará valor 0 en caso de no participar y 1 en caso de que España esté participando en el proceso).

– P_{corr} = Potencia de corrección del desvío recibida de la plataforma IGCC.

– G = factor de atenuación del desvío de zona.

– N = número de zonas de la Regulación Compartida.

– $X_i = 1$ si el estado de la zona i es ACTIVO.

0 si el estado de la zona i no es ACTIVO.

- NID_i = desvío de generación o consumo de la zona i .
- DBPRR = banda muerta por debajo de la cual se hará PRR = 0.

El cálculo de intercambio neto de regulación NID_R se realiza como sigue:

$$NID_R = NID_F = NID_P \quad (5)$$

$NID_R = NID_F$ si RCP en MODO CONTROL BLOCK A REGULAR PENÍNSULA (5b)

Siendo:

- NID_R = desvío del intercambio neto de regulación.
- NID_F = desvío del intercambio neto de España con Francia.
- NID_P = desvío del intercambio neto de España con Portugal.

El desvío de intercambio neto con Francia $NID_F^{(13)}$, se calcula como sigue:

⁽¹³⁾ El valor absoluto del intercambio neto con Francia NID_F se compara con dos límites (uno mayor que el otro) generando sendas alarmas. A su vez, si dicho desvío permanece por encima de un tercer límite por un tiempo superior a un período preestablecido, se genera una alarma adicional.

$$NID_F = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_F \quad (6)$$

Donde:

- NSI_F = intercambio neto programado de la Península Ibérica con Francia (positivo es una compra de España a Francia).
- M = número de líneas de interconexión entre España y Francia.
- PI_k = intercambio neto filtrado por la interconexión k que cruza la frontera entre España y Francia⁽¹⁴⁾ (la dirección positiva es de Francia hacia España).

⁽¹⁴⁾ El valor del flujo de potencia por cada interconexión con Francia y Portugal se determina como el mejor entre el valor del flujo en el lado español y el valor del flujo en el lado francés y portugués cambiado de signo. El valor seleccionado se filtra por medio de un filtro de constante de tiempo T previamente a su utilización en el cálculo del NID_F y del NID_P .

$$PI_{\text{FILTRADO}}(t) = PI_{\text{FILTRADO}}(t-1) + \frac{PI - PI_{\text{FILTRADO}}(t-1) \cdot \Delta t}{T + \Delta t}$$

Siendo Δt el tiempo transcurrido entre los instantes $t-1$ y t .

El desvío del intercambio neto con Portugal NID_P , se calcula como sigue:

$$NID_P = \sum_{k=1}^M PI_k - NSI_P \quad (7)$$

Donde:

- NSI_P = intercambio neto programado entre España y Portugal (positivo es una compra de Portugal a España).
- M = número de líneas de interconexión entre España y Portugal.
- PI_k = intercambio neto filtrado por la interconexión k que cruza la frontera entre España y Portugal⁶ (la dirección positiva es de España hacia Portugal).

7.2 Filtrado del desvío de intercambio neto de regulación compensado CNIDR.

El valor de la magnitud $CNID_R$ puede contener perturbaciones, a menudo pequeñas, de carácter aleatorio. La función de la RCP incluye un filtro no lineal cuyo objeto es aprovechar la ventaja que supone el procesar la entrada básica o primaria (en este caso el NID_R) de un sistema de control a través de una lógica de filtrado diseñada para eliminar acciones de control innecesarias y sin efecto práctico y alcanzar, por añadidura, objetivos adicionales tales como la minimización de la integral del desvío compensado con Francia y Portugal (mejor dicho el valor de NID_R), lo cual supone, con una buena aproximación, la minimización del desvío de intercambio inadvertido. La lógica del filtro no lineal reduce la integral de $CNID_R$ sin utilizar control integral.

El funcionamiento del filtro no lineal se resume como sigue:

$$FCNID_R = CNID_R \quad (8 a)$$

Si el valor absoluto de $CNID_R$ supera el umbral NFK_2 o se inhibe el filtrado del desvío de intercambio con objeto de mantener la seguridad del sistema.

Un valor de $CNID_R$ grande debe ser corregido sin mayores consideraciones.

$$FCNID_R = 0 \quad (8 b)$$

Cuando el valor absoluto del acumulador A es inferior al umbral NFK_1 .

El acumulador A se calcula como el último valor de $CNID_R$ más el valor de la integral de $CNID_R$ ($B^{(15)}$) multiplicado por una ganancia NFK_3 . Un valor pequeño de A implica que tanto el valor del NID_R como el valor de su integral es pequeño, por lo que no precisa acción alguna de control, pudiendo considerarse el $FCNID_R$ nulo.

⁽¹⁵⁾ El algoritmo determina de forma independiente el valor de la integral de NID_R en las horas punta y en las horas valle, con el fin de corregir el error de energía correspondiente a cada tipo de horas en su período cuartohorario correspondiente.

$FCNID_R = 0$ (8 c) cuando siendo el valor absoluto del acumulador A superior al umbral NFK_1 , el signo del $CNID_R$ es opuesto al signo de su integral.

En esta situación el propio $CNID_R$ tiende a reducir el valor de la integral, y no se ejerce acción de control alguna, forzando el valor de $FCNID_R$ a cero.

$FNID_R = CNID_R \cdot NFK_4$ (8 d) cuando el valor absoluto del acumulador A es superior al umbral NFK_1 y el signo del NID_R coincide con el de su integral.

La integral de $CNID_R$ tiende a crecer, por lo que se precisa una acción de control que tienda a reducir dicha integral, por lo que al valor de $CNID_R$ se le aplica una ganancia NFK_4 .

7.3 Cálculo de la contribución requerida a la regulación MCRRFRECI.

En este apartado se describe el cálculo de la contribución requerida a la regulación secundaria.

El cálculo del $MCRRFREC_i$ depende de diversos factores:

- Modo de la RCP.
- Estado de las zonas.
- Si se cumplen o no las condiciones del *modo permisivo de regulación*.

Según lo anterior, el valor del $MCRRFREC_i$ se calcula de las formas que se detallan a continuación:

1. Para los modos de la RCP NORMAL o FRECUENCIA, los $MCRRFREC_i$ se calculan repartiendo el PRR entre los reguladores de zona que están en servicio, es decir, entre aquellos cuyo estado no es OFF ni INACTIVO:

– Si el estado de la zona es ACTIVO:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot PRR + TEFREC_i \quad (9)$$

– Si el estado de la zona es EMERGENCIA:

$$MCRRFREC_i = K_i \cdot \left(PRR - \frac{1}{G} \cdot NID_i \right) + TEFREC_i \quad (10)$$

En ambos casos, K_i es el factor de participación enviado a la zona i , según se detalla en la sección 8.3.

El regulador maestro calcula la señal del término de frecuencia centralizado $TEFREC_i$ de la zona de regulación i , como:

$$TEFREC_i = -10 \cdot BIASNORM_i \cdot \Delta f \quad (11)$$

$$BIASNORM_i = B \cdot CTBCAP_i \quad (11a)$$

$$\Delta f = f_a - f_s \quad (11b)$$

Siendo:

– $CTBCAP_i$ = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i , calculado como se describe en la sección 8.3.

– Δf = desvío de frecuencia calculado por el Regulador Maestro.

– f_a = frecuencia medida por el Regulador Maestro.

– f_s = frecuencia programada.

B = constante de BIAS de frecuencia total del Sistema Peninsular, se establece anualmente según directrices de ENTSO-E.

2. En los modos NORMAL o FRECUENCIA de la RCP una zona puede regular en modo permisivo. Las condiciones que se deben dar para que esto se produzca son:

– El error de control de área de la zona es de signo contrario al error de control de área de la Península.

El error de área de la zona se calcula suponiendo que el $MCRRFREC_i$ está dado por las ecuaciones (9) o (10) según sea el estado de la zona. Así pues:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (12)$$

El error de área global de la península, ACE_R , se calcula como:

$$ACE_R = CNID_R - 10 \cdot B \cdot \Delta f \quad (13)$$

– El valor absoluto de ACE_R supera un determinado umbral.

Una vez iniciada la regulación en modo permisivo, se mantiene mientras el valor absoluto del ACE_R sea superior al umbral $UMACE$ menos una banda muerta $DBACE$.

Cuando se cumplen ambas condiciones, la acción de control de la zona tendería a incrementar el valor del ACE_R en lugar de a disminuirlo, aun cuando para el conjunto de las zonas la acción total sea correcta y tienda a disminuir dicho error de área global. Cuando el valor del ACE_R es grande, esta forma de actuar no es apropiada, por lo que, para evitarla, el $MCRRFREC_i$ de la zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (14)$$

Esto equivale a anular el ACE_i , con lo que se anula la acción de control durante el ciclo para la zona i . Sustituyendo en las ecuaciones anteriores:

$$ACE_i = MCRRFREC_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i + \frac{1}{G} \cdot NID_i = 0$$

3. En el modo NULO de la RCP los $MCRRFREC_i$ de cada zona se mantienen constantes en el último valor válido que tuviese en el modo anterior. Si el modo NULO se mantiene suficiente tiempo como para que la RCP se suspenda automáticamente, los $MCRRFREC_i$ dejarán de enviarse a los reguladores de zona.

4. En el modo FROZEN de la RCP todas las zonas de regulación en estado Activo o Emergencia pasan a regular en modo permisivo.

En este modo se modifica el valor de la contribución requerida a cada zona, de forma que su Error de Control de Área sea igual a 0 en cada ciclo de ejecución. El $MCRRFREC_i$ de cada zona se calcula como:

$$MCRRFREC_i = -\frac{1}{G} \cdot NID_i \quad (15)$$

8. Supervisión de la Respuesta de una Zona

Con el fin de garantizar que se alcanzan los objetivos de la función RCP, resulta necesario incorporar una lógica que supervise el funcionamiento de cada zona y que determine si cada una de ellas responde razonablemente dentro de las condiciones que la Regulación Compartida atraviesa en cada momento.

Para ello se utiliza una lógica de control de respuesta al principio de la lógica general, para ver si la magnitud de estos valores es consistente con el $MCRRFREC_i$ que se les envió en la ejecución anterior de la RCP. La lógica de supervisión de respuesta de zona es la responsable de determinar si una zona determinada cumple el criterio de emergencia. El estado de cada zona se determina por medio de esta lógica en cada ciclo de ejecución de la RCP.

8.1 Supervisión de la respuesta de potencia en control.

- Potencia en control deseada de la zona i .

En primer lugar, se determina la potencia en control deseada para que la zona i anule su error de control de área. Se calcula como la potencia de generación o consumo en control PGC⁽¹⁶⁾ del ciclo anterior incrementada por el error de control de área de dicho ciclo:

⁽¹⁶⁾ El valor de PGC se recibe de los reguladores de zona, y se calcula a su vez a partir de las medidas de potencia de las unidades y de los estados de regulación enviados desde las zonas de regulación. Se puede elegir entre el valor telemedido o el valor calculado. A su vez existe la opción de que el valor escogido se filtre previamente a su utilización en el algoritmo.

$$PGCD_i(t) = PGC_i(t-1) + \frac{1}{G} \cdot NID_i(t-1) + MCRRFREC_i(t-1) \quad (16)$$

Siendo:

- $PGC_i(t-1)$ = PGC _{i} recibido de la zona i en el ciclo anterior.
- $NID_i(t-1)$ = NID _{i} recibido de la zona i en el ciclo anterior.
- $MCRRFREC_i(t-1)$ = MCRRFREC _{i} enviado a la zona i en el ciclo anterior.
- Respuesta esperada de la zona i .

La respuesta esperada de la zona i depende de si ha habido o no cambios en el estado de control de las unidades de la zona incluidas en el cálculo del PGC _{i} .

- Sin cambios de estado de control de las unidades:

Con el valor de PGCD _{i} , que como se ve tiene en cuenta el MCRRFREC _{i} que se le envió en el ciclo anterior, se modela la respuesta esperada de cada zona cuyo estado sea ACTIVO o EMERGENCIA. Para ello se utiliza una función simplemente exponencial de primer orden del tipo:

$$SUM1_i = \frac{1}{1 + s \cdot T1_i} \cdot PGCD_i(s)$$

Si no ha habido cambios en las unidades participantes en el cálculo del PGC, se expresa de la forma siguiente:

$$SUM1_i(t) = \alpha_{1i} \cdot PGCD_i(t) + (1 - \alpha_{1i}) \cdot SUM_i(T-1) \quad (17a)$$

Siendo:

- $SUM1_i(t)$ = valor esperado de la potencia total de regulación de la zona para el ciclo actual de control.
- $SUM1_i(t-1)$ = valor esperado de la potencia total de regulación de la zona en el ciclo anterior de control.
- $T1_i$ = constante de tiempo que simula la velocidad de respuesta de la zona i .
- α_{1i} = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo $T1_i$.

- Con cambios de estado de control de las unidades:

Si ha habido cambios en el estado de control de las unidades de la zona, la respuesta esperada se hará igual a la potencia actual más el error filtrado del ciclo anterior:

$$SUM1_i(t) = PGC_i(t) + SUM_i(T-1) \quad (17b)$$

- Error de respuesta de la zona i.

Para determinar el error de respuesta se utiliza la siguiente lógica, con vistas a reducir el valor del error al mínimo:

- Si el valor de PGC_i es un valor comprendido entre el valor de $SUM1_i$ y el valor de $PGCD_i$:

$$ERR_i(t) = 0 \quad (18a)$$

- Si el valor de PGC_i es más próximo a $SUM1_i$ que a $PGCD_i$:

$$ERR_i(t) = SUM_i(t) - PGC_i(t) \quad (18b)$$

- Si el valor de PGC_i es más próximo a $PGCD_i$ que a $SUM1_i$:

$$ERR_i(t) = PGCD_i(t) - PGC_i(t) \quad (18c)$$

- Error de seguimiento retardado de la zona i.

El error de respuesta de la zona resultante se pasa a través de un filtro de retardo, y se limita de la forma:

$$SUM_i = \frac{1}{1 + s \cdot T2_i} \cdot ERR_i(s)$$

que expresado de forma discreta:

$$SUM_i(t) = \alpha_{2i} \cdot ERR_i(t) + (1 - \alpha_{2i}) \cdot SUM_i(t-1) \quad \text{si } |SUM_i(t)| \leq K3 \cdot AT_i \quad (19a)$$

$$SUM_i(t) = K3 \cdot AT_i \cdot \frac{SUM_i(t)}{|SUM_i(t)|} \quad \text{si } |SUM_i(t)| > K3 \cdot AT_i \quad (19b)$$

Siendo:

- $SUM_i(t)$ = error de seguimiento retardado de la zona para el ciclo actual de control.
- $SUM_i(t-1)$ = error de seguimiento retardado de la zona en el ciclo anterior de control.
- $T2_i$ = constante de tiempo de retardo del error de respuesta de la zona i.
- α_{2i} = cociente entre el tiempo del ciclo de ejecución del algoritmo y la constante de tiempo $T2_i$.
- $K3$ = constante que limita el error de respuesta retardado de la zona i.
- AT_i = umbral de mala respuesta de la zona i.

El valor absoluto del error retardado SUM_i está por lo tanto limitado a $K3$ veces AT_i , con el fin de evitar que crezca de forma indefinida.

El uso de este filtro de retardo permite que un error de seguimiento persista durante un tiempo ajustable, que depende de la magnitud del error, antes de que alcance el umbral de mala respuesta AT_i para la zona. La constante de tiempo $T2_i$ y los parámetros involucrados en la determinación del umbral de mala respuesta, deben ajustarse en función de los criterios de buena regulación que se establezcan.

- Cálculo del umbral de mala respuesta de la zona i .

El umbral de mala respuesta de la zona AT_i se utiliza para compararlo con el valor absoluto del error retardado SUM_i , tal y como se detalla en la sección 8.2. El valor de dicho umbral se calcula como:

$$AT_i = K2 \text{ CTBCAP}_i \cdot (\text{RESNUP} + \text{RESNDW}) \text{ si } AT_i \geq K4 \text{ (20a)}$$

$$AT_i = K4 \text{ si } AT_i < K4 \text{ (20b)}$$

Siendo:

- RESNUP = reserva nominal a subir de la RCP en el periodo cuartohorario en curso.
- RESNDW = reserva nominal a bajar de la RCP en el periodo cuartohorario en curso.
- CTBCAP $_i$ = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i en el periodo cuartohorario en curso.
- K2 = constante para el cálculo de AT_i .
- K4 = constante que limita el valor mínimo de AT_i .

Para una descripción detallada del significado de RESNUP, RESNDW y de CTBCAP $_i$ véase la sección 8.3.

- Inicialización del error de seguimiento retardado de la zona i en el paso de EMERGENCIA a ACTIVO.

El valor del error retardado SUM_i debe inicializarse si la zona entra o sale del estado EMERGENCIA, tal y como se indica a continuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (21)$$

Siendo:

- NPK2 = constante para la inicialización del error retardado.
- AT_i = umbral de mala respuesta de la zona i .
- $\frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|}$ = signo de error de retardo en el ciclo anterior.

De esta forma si el error ERR_i sigue aumentando la nueva condición de mala respuesta se detecta inmediatamente en el ciclo siguiente, mientras que si disminuye no da lugar a nueva detección.

- Inicialización de las variables de seguimiento de respuesta de la zona i en el paso de OFF o INACTIVO a EMERGENCIA.

La salida del estado OFF o INACTIVO de una zona siempre se produce al estado EMERGENCIA, tal y como se describe en la sección 5. Las variables de seguimiento de respuesta se inicializan conforme a lo expuesto a continuación:

– PGCD_i: El valor de la potencia en control deseada de la zona *i* se determina según la ecuación (16), estimando mediante las ecuaciones (9), (10) y (14) el valor de MCRRFREC_i que la zona hubiese tenido durante el ciclo anterior (incluye la consideración de regulación en modo permisivo).

– SUM_{1i}: El valor de la respuesta esperada de la zona *i* se inicializa al valor de PGCD_i.

– ERR_i: El error de la respuesta de la zona *i*, se hace:

$$ERR_i = SUM_i - PGCD_i \quad (22)$$

– SUM_i: El error retardado de la respuesta de la zona *i* se iguala al umbral de mala respuesta AT_i con el mismo signo que ERR_i.

8.2 Cálculo de los factores de corrección: paso al estado EMERGENCIA.

– Condición de mala respuesta.

La participación de cada zona *i* en la regulación se define en cada periodo cuartohorario por medio de la capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona CTBCAP_i, como se explica en la sección 8.3. El algoritmo realiza un seguimiento de la respuesta de la zona *i* determinando el error retardado de respuesta SUM_i, tal y como se ha descrito en la sección 8.1.

Estando la zona en estado ACTIVO, su respuesta no es la adecuada si se cumple la condición de mala respuesta:

$$|SUM_i| > AT_i \quad (23)$$

– Detección de mala respuesta por exceso o por defecto.

La mala respuesta es por exceso si la diferencia entre la potencia en control deseada (PGCD_i) y la potencia en control (PGC_i) es de sentido contrario al PRR:

$$(PGCD_i - PGC_i) \cdot PRR < 0$$

Dado que el signo de la diferencia (PGCD_i – PGC_i) es habitualmente el mismo que el del error ERR_i ó que el del error retardado SUM_i, la condición de respuesta por exceso puede expresarse como:

$$SUM_i \cdot PRR < 0$$

Ahora bien, en condiciones normales ocurre que el PRR es pequeño y puede oscilar alrededor del valor nulo. Esto puede dar lugar a que una mala respuesta en estas situaciones se detecte alternativamente como por defecto o por exceso debido al cambio de signo del PRR, impidiendo en último término el paso de la zona a EMERGENCIA. Para evitar esta situación se define una banda muerta KD que permite calcular la variable LPRR, la cual se determina como se indica a continuación:

$$LPRR = PRR \quad (24a) \text{ si } |PRR| > KD$$

o si $|PRR| \leq KD$ y además $LPRR \cdot PRR > 0$

$$LPRR = 0 \quad (24b) \text{ si, siendo } |PRR| \leq KD, \text{ se cumple } LPRR \cdot PRR \leq 0$$

La condición de mala respuesta por exceso se identifica por tanto si el error retardado SUM_i es de signo contrario al LPRR, es decir, si se cumple la desigualdad:

$$SUM_i \cdot LPRR < 0 \quad (25)$$

– Cálculo del factor de corrección de la zona i .

En la situación de mala respuesta de la zona i , se debe proceder a ajustar la participación de dicha zona en la regulación por medio de factores de corrección, de tal manera que la respuesta deseada se aproxime a la respuesta real de la zona. Esto se consigue modificando por medio de los términos $\Delta 1$ y $\Delta 2$ los factores de corrección de zona, cuyo valor nominal es la unidad ($CORFTR_i = 1$):

- Mala respuesta por exceso: Si el estado de la zona i es ACTIVO, y cumple las condiciones de mala respuesta por exceso (23) y (25), dicha situación se rectifica incrementando el factor de corrección de la zona i .

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (26a) \text{ si } CORFTR_i < 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i + \frac{1}{\Delta 2} \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (26b) \text{ si } 1 \leq CORFTR_i \leq 2$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (26c) \text{ si } CORFTR_i > 2; \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

- Mala respuesta por defecto: Si el estado de la zona i es ACTIVO, cumple la condición de mala respuesta (23), pero no la de respuesta por exceso (30), la situación se corrige disminuyendo el factor de corrección de la zona i .

$$CORFTR_i = CORFTR_i \cdot \Delta 2 \cdot \frac{AT_i}{|SUM_i|} \quad (27a) \text{ si } CORFTR_i > 1$$

$$CORFTR_i = CORFTR_i - \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i} \quad (27b) \text{ si } CORFTR_i \leq 1$$

$$CORFTR_i = 0 \quad (27c) \text{ si } CORFTR_i \leq \Delta 1 \cdot \frac{|SUM_i|}{AT_i}, \text{ en este caso el estado de la zona } i \text{ pasa a EMERGENCIA}$$

- Retorno a la buena respuesta: Si el estado de la zona i es EMERGENCIA, y el valor absoluto del error retardado es inferior al umbral de mala respuesta menos una banda muerta $ATDB$, la zona retorna a estado ACTIVO:

$$CORFTR_i = 1 \quad (28) \text{ si } |SUM_i| \leq AT_i \cdot (1 - ATDB); \text{ el estado de la zona } i \text{ pasa a ACTIVO}$$

La inicialización del error retardado se hace según la ecuación:

$$SUM_i(t) = NPK2 \cdot \frac{SUM_i(t-1)}{|SUM_i(t-1)|} \cdot AT_i = SUM_{0i} \quad (29)$$

Debe hacerse notar que el hecho de que en un momento dado el factor de corrección no sea la unidad no presupone necesariamente una falta de reserva en dicha zona. Este hecho puede ser debido simplemente a que la respuesta de una zona sea sensiblemente distinta que la esperada. El ajuste de los factores de corrección juega en este caso un

papel corrector que debe proporcionar estabilidad al sistema, exigiendo una contribución transitoria mayor de aquellas zonas que se revelan capaces de suministrarla. De todas formas, una vez pasado el transitorio, los factores de corrección deben volver a tomar los valores representativos de la contribución en reserva de las zonas por lo que únicamente la reducción prolongada de dichos factores será indicativa de esta condición.

En resumen: Los factores de corrección son siempre números reales positivos. La lógica de control de respuesta modifica estos valores en la forma que se ha indicado anteriormente cuando se detecta mala respuesta, disminuyéndolos o aumentándolos.

8.3 Cálculo de los factores de participación.

La capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i ($CTBCAP_i$) es equivalente a los coeficientes de participación nominales. Estos coeficientes se calcularán como la proporción de reserva asignada en el mercado a partir del total agregado para ambas direcciones, es decir, serán coeficientes únicos pese a que los proveedores puedan tener asignaciones diferentes en cada sentido de activación:

$$CTBCAP_i = \frac{RESUP_i + RESDW_i}{RESNUP + RESNDW}$$

Siendo:

– $CTBCAP_i$ = capacidad nominal de contribución a la regulación de la zona i en el periodo cuartohorario en curso.

– $RESUP_i$ = reserva nominal a subir de la zona i en el periodo cuartohorario en curso.

– $RESDW_i$ = reserva nominal a bajar de la zona i en el periodo cuartohorario en curso.

– $RESNUP$ = reserva nominal a subir de la RCP en el periodo cuartohorario en curso.

– $RESNDW$ = reserva nominal a bajar de la RCP en el periodo cuartohorario en curso.

– Dado que la suma de reservas de cada zona es igual a la reserva total de la RCP se cumple:

$$\sum_{i=1}^N CTBCAP_i = 1 \quad (30)$$

Siendo:

– N = número total de zonas de la RCP.

El proceso de determinación de los valores $RESNUP$, $RESDWN$ y $CTBCAP_i$ es externo al algoritmo. Se trata por tanto de datos de entrada a la RCP, que se cargan bien de forma automática, o bien manualmente por el operador. En cualquier caso, la RCP verifica que se cumple la condición definida en la ecuación anterior (30).

– Factor de participación en la regulación de la zona i (K_i).

La RCP reparte el requerimiento total de la regulación peninsular (PRR) entre las zonas que participan en la regulación (aquellas cuyo estado es ACTIVO o EMERGENCIA) atendiendo a los factores de participación en la regulación, según se define en las ecuaciones (9) y (10). Los factores de participación no normalizados se determinan en p.u. como:

$$K'_i = CTBCAP_i \cdot CORFTR_i \quad (31)$$

Siendo:

- K'_i = factor de participación no normalizado.
- $CTBCAP_i$ = capacidad nominal de contribución a la regulación; es un dato de entrada propio de cada zona y de cada periodo cuartohorario.
- $CORFTR_i$ = factor de corrección de la zona i ; es calculado en función de la respuesta de la zona tal y como se describe en la sección 8.2.

Los factores de participación se normalizan para su utilización en el algoritmo de la RCP de acuerdo con los siguientes principios:

- La suma de los factores de participación de las zonas en estado ACTIVO debe ser 1 (siempre que además estén respondiendo correctamente).
- La suma total de los factores de participación de todas las zonas con capacidad de regulación (ACTIVO o EMERGENCIA) no debe superar un valor máximo K_{MAX} .

Para normalizar los factores de participación se determina el término BETA, correspondiente a la suma de los factores de participación no normalizados de las zonas es estado ACTIVO:

$$BETA = \sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i = \sum_{i=1}^N K'_i \quad (32)$$

Siendo:

- N = número de zonas en estado ACTIVO.

Los factores de participación normalizados se calculan por lo tanto conforme a la ecuación:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} \quad (33)$$

Nótese que, si las zonas en estado ACTIVO responden correctamente, es decir todos sus $CORFTR_i$ son 1, y sustituyendo la ecuación (32) en (33), queda:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i \cdot CORFTR_i + CTBCAP_i \cdot (1 - CORFTR_i)} = \frac{CTBCAP_i}{\sum_{i=1}^N CTBCAP_i}$$

Siendo:

- N = número de zonas en estado ACTIVO.

Se verifica por lo tanto que los factores normalizados de las zonas en estado ACTIVO suman 1.

Por el contrario, para las zonas en estado EMERGENCIA, donde el valor de $CORFTR_i$ es 0, la ecuación (33) queda como:

$$K_i = \frac{CTBCAP_i}{BETA + CTBCAP_i}$$

Se comprueba por lo tanto que la existencia de zonas en estado EMERGENCIA provocan que la suma total de los factores de participación normalizados sea superior a la unidad. Para evitar un exceso de regulación, si la suma total de los factores de

participación fuese superior a K_{MAX} , los factores de participación de las zonas en EMERGENCIA se determinarían como:

$$K_{LIMITADOi} = (K_{MAX} - \sum_{j=1}^N K_j) \cdot \frac{K_i}{\sum_{k=1}^M K_k} \quad (34)$$

Siendo:

- $K_{LIMITADOi}$ = factor de participación normalizado limitado de la zona i .
- K_i = factor de participación sin limitar de la zona i .
- K_j = factores de participación de las zonas en estado ACTIVO.
- N = número de zonas en estado ACTIVO.
- K_k = factores de participación sin limitar de las zonas en estado EMERGENCIA.

En resumen, los factores de participación normalizados reflejan la fracción real en p.u. de la capacidad de contribución nominal que la zona está poniendo efectivamente a disposición de la Regulación Compartida.

9. Entradas y Salidas a la RCP

9.1 Entradas.

Los siguientes valores deben ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Situación de cada zona (ON / OFF / OFF REE).
- Situación de «en antena hacia Francia» de cada una de las líneas.

Los siguientes valores se cargan de forma automática, aunque pueden ser introducidos por el operador a través de pantalla:

- Capacidad de contribución nominal CTBCAP, en p.u., para cada zona y para cada periodo cuartohorario.
- Programa de generación o consumo NSI para cada zona y para cada periodo cuartohorario ⁽¹⁷⁾.

⁽¹⁷⁾ Programa disponible en SIOS. Se compara con el enviado por el regulador de zona, pudiendo pasar ésta a INACTIVO tal y como se describe en la sección 5.

- Programas de intercambio internacional NSI F, NSI P y NSI M para cada periodo cuartohorario.
- Reserva nominal a subir total asignada a la RCP para cada periodo cuartohorario RESNUP.
- Reserva nominal a bajar total asignada a la RCP para cada periodo cuartohorario RESNDW.

Son constantes del algoritmo modificables por pantalla:

- Constante de tiempo $T1_i$ de respuesta para cada zona.
- Constante «Bias» B de frecuencia de la RCP.
- Límites de alarma en estas interconexiones y sus correspondientes bandas muertas.
- Corrección al error de área por potencia excesiva en la interconexión.

Los siguientes parámetros son modificables a través de pantalla, pero requiriendo la intervención de personal especializado:

- Incremento y decremento de los factores de corrección $\Delta 1$ y $\Delta 2$.
- Parámetros para realizar el cálculo el umbral de alarma para el control de respuesta de cada zona ATLIM (K_2 , K_3 y K_4).

- Parámetros utilizados en la lógica de control de respuesta para el ajuste de los factores de corrección y detección de mala respuesta (constante para el filtrado del error T2i, umbral para el cálculo del LPRR KDPRR, etc.).
- Parámetros utilizados en el filtro no lineal de NIDR (NFK1, NFK2, NFK3 y NFK4).
- Umbrales y bandas muertas utilizados en las diferentes fases de la lógica (UM, BM, UMACE, DBACE, etc.).
- Los siguientes valores se toman de la base de datos de tiempo real (SCADA):
 - Estado de activación del AGC de cada zona.
 - RCP o SRS.
 - NID de cada zona, señal filtrada a un valor que no supere NIDLIM.
 - NSI de cada zona.
 - PGC de cada zona.
 - LIMSUP y LIMINF de cada zona.
 - Estado de los interruptores de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos⁽¹⁸⁾.

⁽¹⁸⁾ Los estados incorrectos han de ser sustituidos de forma manual por el operador.

- Potencia de las interconexiones con Francia, Portugal y Marruecos⁽¹⁹⁾.

⁽¹⁹⁾ Las medidas de las interconexiones incorrectas han de ser sustituidas de forma manual por el operador.

- Estado de control de las unidades con posibilidad de regular.
- Potencia individual de cada unidad.
- ZRMODFRECZONA: indica qué Término de Frecuencia está utilizando cada Zona de Regulación en el cálculo de su señal ACE.

9.2 Salidas.

La salida primaria de la RCP la constituyen:

- El requisito de contribución a la regulación, MCRRFREC, para cada zona.
- El valor de BIAS normalizado, BIASNORM_i, de cada zona.
- El valor de desvío de frecuencia, Δf , calculado por el Regulador Maestro.
- El programa de frecuencia f_s programada en el sistema interconectado europeo continental.
 - Los factores de participación normalizados, K_i , de cada zona.
 - El término de corrección de frecuencia centralizado TEFREC_i, calculado por el OS para cada zona.
 - La variable MAESTRO RCP, que indica cuál es el sistema de control del OS que está regulando: CECOEL o CECORE.
 - RCP o SRS.
 - El valor de la variable SigPRR0, que indica el sentido de la reserva demandada por la RCP cuando la zona está en EMERGENCIA o INACTIVO.

Además, se dispone de un sumario de alarmas propio de la RCP, donde se registran las siguientes alarmas y sucesos:

- Toda entrada manual a través de pantalla.
- Cambio en el estado de la Regulación Compartida.
- Cambio en el estado de conexión con Francia y Portugal.
- Cambio en el estado de una zona.
- Excesivo intercambio con Francia y Portugal.
- Excesivo flujo en una interconexión con Francia y Portugal.
- Ausencia de zonas activas.

- Desvío del intercambio con Francia y Portugal inválidos.
- Desvío del intercambio en una zona inválida.

Así como todas las demás que se estimen necesarias para el análisis del comportamiento de la RCP y de cada zona en particular.

10. Parámetros utilizados en la regulación compartida

A continuación, se describen los parámetros que intervienen en la función de la Regulación Compartida, junto con los valores que deben tener en cada momento, tanto en el CECOEL como en el sistema de respaldo CECORE.

Se entiende por parámetros de la RCP las magnitudes que pueden ser introducidas manualmente por el operador, a diferencia de otras variables de la RCP cuyo valor proviene de telemidas o se calcula durante la ejecución del programa.

Los valores vigentes de estos parámetros se recogerán en la web de participantes del OS. El OS deberá anunciar la actualización de cualquiera de estos parámetros con un plazo mínimo de 15 días naturales de antelación, excepto en el caso de que su modificación resulte urgente por necesidades de seguridad de la regulación.

Los parámetros utilizados en la Regulación Compartida se pueden clasificar en los siguientes grupos:

- Parámetros generales.
- Parámetros de modos de funcionamiento.
- Parámetros para cálculo del requerimiento total.
- Parámetros para el filtrado del desvío de intercambio neto de regulación.
- Parámetros para la supervisión de respuesta de las zonas de regulación.

Nombre	Descripción
B	Constante de BIAS de España (MW/Hz).
G	Factor de atenuación del desvío de zona.
$\Delta 1$	Constante de decremento de los factores de corrección.
$\Delta 2$	Constante de incremento de los factores de corrección.
NIDLIM	Valor máximo admitido del desvío de programa de la zona de regulación.
CBLIM	Ciclos para paso a modo Control Block Península.
NTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a modo Suspendingido.
OTOLIM	Tiempo muerto hasta paso a OFF.
MFF	Desvío de frecuencia para paso a modo Frozen.
MFT	Segundos para paso a modo Frozen.
UM	Umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia.
BM	Banda muerta del umbral de desvío de frecuencia para paso a modo Frecuencia.
DBPRR	Banda muerta del umbral para el cálculo del PRR.
UMACE	Umbral del error de área para modo permisivo.
DBACE	Banda muerta del umbral del error de área para modo permisivo.
NFK ₁	Filtro no lineal del NID _R : umbral del acumulador.
NFK ₂	Filtro no lineal del NID _R : umbral del NID _R .
NFK ₃	Filtro no lineal del NID _R : ganancia de la integral de NID _R .
NFK ₄	Filtro no lineal del NID _R : ganancia del NID _R .

Nombre	Descripción
T1i	Constante de filtrado de respuesta de zona.
T2i	Constante de filtrado de error de seguimiento.
K2	Constante para el cálculo del umbral de mala respuesta.
K3	Constante para limitar el valor del error retardado de zona.
K4	Valor mínimo del umbral de mala respuesta.
ATDB	Banda muerta del umbral de mala respuesta.
NPK2	Constante para la inicialización del error retardado.
KD	Umbral del PRR para el cálculo del LPRR.
KMAX	Máximo de la suma de los factores de participación de las zonas.
T	Constante de tiempo de filtrado de flujo de potencia activa por interconexión con Francia.

11. Liquidación del servicio en modo respaldo (RCP)

En aquellos periodos de programación cuarto-horarios en los que haya sido necesario conmutar el servicio del sistema SRS a la RCP, se aplicará para cada proveedor del servicio (constituido por las mismas unidades de programación) la liquidación según se establece en el anexo I del procedimiento de operación por el que se establecen los derechos de cobro y las obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema.

El precio marginal de energía de regulación secundaria a subir en cada periodo de programación será igual a 1,15 veces el precio máximo de las activaciones de regulación terciaria a subir en dicho periodo si este precio es positivo, o igual a 0,85 veces el precio máximo de las activaciones de regulación terciaria a subir si este precio es negativo.

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será igual a 1,15 veces el valor medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a subir del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

El precio marginal de energía de regulación secundaria a bajar en cada periodo de programación será igual a 0,85 veces el precio mínimo de las activaciones de regulación terciaria a bajar en dicho periodo si este precio es positivo, o igual a 1,15 veces el precio mínimo de las activaciones de regulación terciaria a bajar si este precio es negativo.

En caso de no haber existido activación en el periodo correspondiente, el precio será igual a 0,85 veces el precio medio aritmético de los precios de las activaciones programadas y directas a bajar del mismo periodo de programación cuarto-horario del último mes inmediatamente anterior.

ANEXO V

Tolerancia al incremento de precio de reserva secundaria en el algoritmo de asignación de reserva

[CONFIDENCIAL]